



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
DARMSTADT

**Fachbereich 13: Bauingenieurwesen und Geodäsie**

**Studiengang Umweltingenieurwissenschaften**

**Technische und wirtschaftliche Untersuchung  
einer Fernwasserleitung in Ganja  
(Aserbaidshan) –  
Numerische Simulation zur Energiegewinnung**

**Technical and economical investigation of a long distant water  
pipeline in Ganja (Azerbaijan) –  
Numerical simulation for energy production**

**Bachelorthesis**

**von**

**Julian Mosbach**

**Bahnhofstr. 196**

**63263 Neu-Isenburg**

**Matrikel-Nr. 1507230**

**April 2013**

**Betreuer:**

An der TU Darmstadt:

Priv.-Doz. Dr. habil. Subhendu Bakish Hazra

Von Dornier-Schneider Consulting:

Dipl.-Ing. Frank Ehrlicher

# **Technische und wirtschaftliche Untersuchung einer Fernwasserleitung in Ganja (Aserbaidshan)**

—

## **Numerische Simulation zur Energiegewinnung**

### **Bachelorthesis**

**Im Wintersemester 2012/13**

**von**

**Mosbach, Julian**

**geboren am 3. April 1989**

**in Frankfurt/Main**

**Matrikel-Nr. 1507230**

**Betreuer:**

An der TU Darmstadt:

Priv.-Doz. Dr. habil. Subhendu Bakish Hazra

Von Dornier-Schneider Consulting:

Dipl.-Ing. Frank Ehrlicher

## DANKSAGUNG

Ich möchte mich an dieser Stelle recht herzlich bei allen bedanken, die mich bei der Durchführung dieser Arbeit unterstützt haben.

Ein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Herrn Frank Ehrlicher und Herrn Thomas Wagner von Dornier-Schneider Consulting sowie deren ehemaligem Arbeitskollegen Herrn Burkhard Klingenberg für deren Unterstützung, sowie für die Bereitstellung eines Arbeitsplatzes in deren Büro. Ihrem Einsatz verdanke ich außerdem meinen Praktikumsaufenthalt in Ganja/Sheki - Aserbaidschan, durch den ich einen sehr guten Eindruck in die praktische Arbeitsweise eines Ingenieurs erlangen und mein Fachwissen erweitern konnte. An dieser Stelle möchte ich mich auch bei meinem Vorgesetzten vor Ort, Herrn David Gaunt bedanken, der mir Sachverhalte erklärte, mich an jeder Besprechung teilhaben ließ und mir einen angenehmen und lehrreichen Aufenthalt in Aserbaidschan ermöglichte.

Herzlich bedanken möchte ich mich auch bei Herrn Thomas Wolf und Herrn Manfred Molitor von der KfW-Entwicklungsbank sowie Herrn Ralph Zwingli, Angestellter des Turbinenherstellers „Andritz-Hydro AG“.

Des Weiteren möchte ich mich bei Priv.-Doz. Dr. habil. Subhendu Bakish Hazra, meinem Betreuer an der Technischen Universität Darmstadt für seine Hilfsbereitschaft und zuverlässige Unterstützung bedanken sowie bei Prof. Dipl.-Ing. Dr. nat. techn. Wilhelm Urban, durch welchen ich die Möglichkeit bekam meine Arbeit am Institut IWAR zu schreiben.

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>DANKSAGUNG .....</b>	<b>I</b>
<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>V</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>VI</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>VII</b>
<b>ZUSAMMENFASSUNG.....</b>	<b>1</b>
<b>SUMMARY.....</b>	<b>3</b>
<b>1 EINLEITUNG.....</b>	<b>5</b>
<b>2 DAS PROJEKT .....</b>	<b>7</b>
2.1 ALLGEMEINE PROJEKTINFORMATIONEN .....	7
2.2 PROJEKTREALISIERUNG GANJA .....	8
2.2.1 Allgemein .....	8
2.2.2 Wasserversorgung .....	10
2.2.3 Abwasserentsorgung.....	12
2.2.4 Bauabschnitte.....	13
2.3 TECHNISCHE PROJEKTBSCHREIBUNG GANJA, BAUABSCHNITT 1 .....	13
2.3.1 Wasserentnahme Göygöl.....	13
2.3.2 Verteilerbauwerk (Distribution Chamber).....	16
2.3.3 Fernwasserleitung.....	17
2.3.4 Reservoir T 2.1A .....	22
2.4 RECHTLICHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN ZUR ENERGIEEINSPEISUNG IN DAS NETZ .....	23
2.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland .....	23
2.4.1.1 Begriffsdefinitionen.....	23
2.4.1.2 Kosten des Netzanschlusses .....	24
2.4.1.3 Abnahme des Stroms .....	24
2.4.1.4 Technische Auflagen .....	25
2.4.1.5 Vergütung.....	25
2.4.2 Rechtliche Rahmenbedingungen in Aserbaidschan.....	26
2.4.2.1 Behörden und Zuständigkeiten .....	26
2.4.2.2 Auflagen und Bedingungen des Netzanschluss .....	26
2.4.2.3 Vergütung .....	27
2.4.3 Fazit .....	27

<b>3</b>	<b>EPANET.....</b>	<b>29</b>
3.1	VORSTELLUNG EPANET .....	29
3.2	PLANUNGSKRITERIEN.....	30
3.2.1	Voreinstellungen .....	30
3.2.2	Eingabe der Fernwasserleitung .....	31
3.3	BERECHNUNG DES DRUCKVERLAUFES BEI KONSTANTEM DURCHFLUSS.....	33
3.4	DRUCKSTOß .....	35
3.4.1	Allgemein .....	35
3.4.2	Berechnung Druckstoß .....	38
3.5	BERECHNUNG DER POTENTIELL NUTZBAREN ENERGIE .....	40
3.5.1	Energie des Wassers .....	40
3.5.2	Verluste .....	42
3.5.3	Fallhöhe.....	43
3.5.4	Berechnung der potentiell nutzbaren Energie .....	44
<b>4</b>	<b>AUSWAHL EINES GEEIGNETEN TURBINENTYPS UND BERECHNUNG DER LEISTUNG .....</b>	<b>45</b>
4.1	GENERELLES.....	45
4.2	TURBINENARTEN .....	46
4.2.1	Gleichdruckturbinen.....	46
4.2.2	Überdruckturbine .....	46
4.3	BERECHNUNG DER ELEKTRISCHEN LEISTUNG EINER WASSERKRAFTANLAGE .....	47
4.4	GEWÄHLTER TURBINENTYP FÜR DAS PROJEKT .....	48
4.4.1	Pelton-turbine .....	49
4.5	VORSTELLUNG DES ANGEBOTES DES TURBINENHERSTELLERS „ANDRITZ-HYDRO AG“.....	51
4.5.1	Berechnung der Leistung und Jahresarbeit.....	53
<b>5</b>	<b>KOSTENANALYSE.....</b>	<b>57</b>
5.1	WIRTSCHAFTLICHKEITSUNTERSUCHUNG DES PROJEKTES .....	57
5.1.1	Investitionsrechnung .....	57
<b>6</b>	<b>CO<sub>2</sub>-BILANZ.....</b>	<b>67</b>
6.1	EINLEITUNG.....	67
6.2	DAS TREIBHAUSGAS KOHLENSTOFFDIOXID .....	67
6.3	CLIMATE-FACT-SHEET ASERBAIDSHAN .....	69
6.4	CO <sub>2</sub> -BILANZ/VERMIEDENE EMISSIONEN .....	77

<b>LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>80</b>
<b>INTERNETQUELLEN .....</b>	<b>82</b>
<b>RECHTSQUELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>85</b>
<b>ANNEX</b>	
<b>EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG</b>	

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 2-1: Organisations-Chart .....	8
Abbildung 2-2: Einteilung der Zonen .....	9
Abbildung 2-3: Wasserverteilung .....	11
Abbildung 2-4: Entnahmestruktur Göygöl.....	14
Abbildung 2-5: perforiertes Gußeisenrohr (KfW-Mission June 2012, 01_Göygöl-Intake).....	14
Abbildung 2-6: Stauanlage (KfW-Mission June 2012, 01_Göygöl-Intake) .....	15
Abbildung 2-7: Wasserschacht (KfW-Mission June 2012, 01_Göygöl-Intake) .....	15
Abbildung 2-8: Verlauf der Fernwasserleitung.....	17
Abbildung 2-9: Fernwasserleitung (KfW Mission Jun 2012, 02_Transmissionline).....	17
Abbildung 2-10: Druckbrecher .....	21
Abbildung 3-1: Druckverlauf .....	34
Abbildung 6-1: CO <sub>2</sub> -Emissionen Aserbaidshon .....	68
Abbildung 6-2: Niederschlagshöhe und Temperaturverteilung .....	70
Abbildung 6-3: Legende zu Szenarien .....	70
Abbildung 6-4: Zukunftsszenario Temperatur .....	71
Abbildung 6-5: Szenarien Hitzewellen .....	71
Abbildung 6-6: Szenarien Kälteperiode .....	72
Abbildung 6-7: Szenario solare Strahlungsintensität .....	72
Abbildung 6-8: Szenario Niederschlag .....	73
Abbildung 6-9: saisonaler Niederschlag .....	73
Abbildung 6-10: Szenario Evaporation.....	74
Abbildung 6-11: Szenario Trockenperiode .....	74
Abbildung 6-12: Szenario Starkregenereignis .....	75
Abbildung 6-13: Szenario Windgeschwindigkeit .....	76
Abbildung 6-14: Elektrizität Aserbaidshon .....	78

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2-1: Druckverlust.....	18
Tabelle 2-2: Verwendete Rohre.....	20
Tabelle 2-3: Position der Druckbrecher.....	21
Tabelle 2-4: Vergütung Aserbaidshan .....	27
Tabelle 3-1:Kurzübersicht Druckverlauf.....	33
Tabelle 3-2: Druckvergleich Planung und Referenzszenario .....	35
Tabelle 5-1: Wirtschaftlichkeitsrechnung .....	60
Tabelle 5-2: Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Erzeuger Azerenerji JSC .....	63
Tabelle 5-3: Wirtschaftlichkeitsuntersuchung für private Erzeuger.....	65
Tabelle 6-1: Vermiedene Emissionen.....	79



## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abs.	Absatz
AV	Air-Valve
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CDM	Clean Development Mechanism
CSC	Climate Service Center
d.h.	Das heißt
DN	Diameter Nominal
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EF	Emissionsfaktor
eng.	Englisch
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESHA	European Small Hydropower Association
f.	nach einer Seitenzahl: nur nächste
ff.	nach einer Seitenzahl: und folgende
FS	Feasibility Study
Hrsg.	Herausgeber
i.d.R.	in der Regel
IEA	International Energy Agency
IRR	internal rate of return
JI	Joint Implementation
JSC	Joint Stock Company
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m	Meter
müNN	Meter über Normal Null
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
o.ä.	oder ähnlich
PBT	Pressure Break Tank
PIU	Project Implementation Unit
PMU	Project Management Unit
PN	Pressure Nominal
PRV	Pressure Reducing Valve
S.	Seite
SECO	State Secretariat for Economic Affairs
SOJSC	Subsidiary Open Joint Stock Companies

TOR	Terms Of Reference
u.a.	unter anderem
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNPEDE	United Nations Institution of Producers and Distributors of Electricity
USEPA	United States Environmental Protection Agency
usw.	Und so weiter
vgl.	Vergleiche
W	Watt
W-H	William-Hazen
WO	Wash-out
Ws	Wattsekunde

## ZUSAMMENFASSUNG

Die technische und wirtschaftliche Untersuchung der Fernwasserleitung von Göygöl nach Ganja in Bezug auf eine Energiegewinnung erfordert die Einbeziehung vieler unterschiedlicher Gesichtspunkte, die in dieser Arbeit betrachtet sind. Die Ergebnisse werden im Folgenden zusammenfassend vorgestellt.

Die Untersuchung der technischen und rechtlichen Rahmenbedingung zur Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Projektland Aserbaidshan hat gezeigt, dass auf diesem Gebiet noch ein erhebliches Entwicklungspotential vorhanden ist. Es existieren noch keine speziellen Gesetze für erneuerbare Energien und allgemeine Informationen sind schwer zugänglich. Dies macht einen Vergleich mit dem deutschen Energie-Einspeise-Gesetz (EEG) schwierig bzw. unmöglich.

Derzeit erfolgt die Energieversorgung durch die Energiebehörde „Azerenergi JSC“, die das staatliche Monopol im Energiebereich darstellt. Dies macht es für private Anlagenbetreiber schwierig eine Anlage wirtschaftlich zu betreiben, da die Vergütung des eingespeisten Stroms für sie deutlich geringer ausfällt und sie Verträge mit Azerenergi schließen bzw. nach ihren Bedingungen produzieren müssen. Da derzeit an einem Gesetzesentwurf gearbeitet wird, kann jedoch in Zukunft mit klar definierten und attraktiveren Bedingungen gerechnet werden. Aufgrund dieser Situation wurden für die weiteren Planungen der Wasserkraftanlage keine speziellen Bedingungen aus den aserbaidshanischen Richtlinien/Gesetzen berücksichtigt.

Die hydraulischen Berechnungen der Fernwasserleitung stellen die Grundlage zur Auswahl geeigneter Turbinentyps dar und wurden durch das Open-Source Programm „EPANET“ durchgeführt. Weiterhin ist die Berechnung Basis für die produzierte Energiemenge.

Für die Ermittlung der Anlagenleistung und des Anlagentyps wurde ein Referenz-Szenario zur bestehenden Planung erstellt und die erforderlichen Nettofallhöhen an den momentanen Standorten der Druckbrecher ermittelt.

- $h_{\text{Netto1}} = 198,24 \text{ m}$
- $h_{\text{Netto2}} = 142,50 \text{ m}$
- $h_{\text{Netto3}} = 267,76 \text{ m}$

Diese sind relativ hoch, wodurch die Auswahl eines geeigneten Turbinentyps beschränkt ist.

Die Wahl des Turbinentyps fällt in allen drei Fällen auf eine Pelton-turbine. Sie ist für hohe Nettofallhöhen, bei vergleichsweise geringen Durchflüssen, ausgelegt und kann stark schwankende Zuflüsse durch ihren flachen Wirkungsgradverlauf, sowie die Regulierbarkeit ihrer Düsen gut kompensieren. Dies ist ein wichtiges Entscheidungskriterium, da in der Realität hohe

Durchflussschwankungen zu erwarten sind, die zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht bestimmt werden können. Weitere Argumente für die Peltonturbine sind ihre (vergleichsweise) geringen Investitionskosten sowie ihre guten Wartungs- und Reparaturmöglichkeiten durch gute Erreichbarkeit ihrer Anlagenteile. Durch die Unterstützung des Turbinenherstellers „Andritz-Hydro AG“ entsteht in dieser Arbeit ein naher Realitätsbezug. Die Wahl der Peltonturbine wurde durch die Angebote bestätigt. Durch Verwendung der angegebenen Wirkungsgrade für Turbinen und Generatoren, Annahmen für die Wirkungsgrade des Umspannwerks und der Eigenversorgung generiert die Anlage eine Nettogesamtleistung von ca. 1MW.

Die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung durch Berechnung des internen Zinsfußes verdeutlicht, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlage sehr stark davon abhängig ist, von wem die Anlage betrieben wird. Azerenergi zahlt sich selbst höhere Einspeisevergütung als privaten Erzeugern. Durch die Vergütungshöhe für von Azerenergi (bzw. Tochterunternehmen) betriebene Anlagen, haben sich die anfallenden Gesamtkosten über einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren bereits nach der Hälfte der Zeit amortisiert. Im Gegensatz dazu amortisieren sich die Gesamtkosten für private Erzeuger erst nach 20 Jahren. Dieses Ungleichgewicht spiegelt sich ebenfalls in den unterschiedlichen Renditen wider. So beträgt die Rendite durch von Azerenergi betriebene Anlagen ca. 19%. Diese Rendite wäre für viele Investoren sehr interessant. Allerdings beträgt die Rendite für privat betriebene Anlagen nur 5%, wodurch kein besonderer Anreiz für Investoren gegeben ist. Die Berechnung der dynamischen Stromgestehungskosten verdeutlicht dies noch einmal.

Um einen Beitrag zur CO<sub>2</sub> Minderung und damit zur Verringerung der allgemeinen Klimaänderung zu leisten, wurde die Höhe der vermiedenen Emissionen infolge der Nutzung der Wasserkraft bestimmt. Ein weiterer Grund für deren Ermittlung ist die eventuelle Finanzierung des Projektes durch andere in Annex-B des Kyoto-Protokolls aufgeführte Länder („Joint Implementation“ JI). Die vermiedenen Emissionen betragen insgesamt 3.676,95 t CO<sub>2</sub>/Jahr. Auch wenn der wirtschaftliche Aspekt nicht sonderlich attraktiv ist, so ist doch auch im Kleinen an einer Verringerung des globalen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu arbeiten.

Abschließend ist anzumerken, dass eine Umsetzung des Vorhabens unterschiedliche Interessengebiete abdecken würde. Durch die Erzeugung von Energie aus Wasserkraft spart das Land CO<sub>2</sub>-Emissionen ein und verdeutlicht damit seine Absichten sich den Herausforderungen des Klimawandels zu stellen. Außerdem ist ein Betrieb der Anlage auch unter finanziellen Gesichtspunkten wirtschaftlich. Da auch für private Erzeuger attraktivere Bedingungen durch das neue Gesetz für erneuerbare Energien zu erwarten sind, ist mit einem Interesse zukünftiger Investoren zu rechnen. Eine umfassendere Bewertung der Wirtschaftlichkeit kann jedoch erst nach Inkrafttreten des Gesetzes in Aserbaidschan erfolgen.

## SUMMARY

The technical and economic investigation of the long-distance transmission line Göygöl to Ganja with reference to energy production, requires the inclusion of various different aspects, which are considered in this research paper. The results are summarized in the following.

The study of the technical and legal framework conditions for the feeding into the energy grid from renewable sources into the grid in the project country Azerbaijan has shown, that there still is a substantial potential for development in this field. There are still no laws in Azerbaijan regarding renewable energy and general information is scarcely available. This makes a comparison with the German “Energie-Einspeise-Gesetz” (EEG) difficult or even impossible.

At present, the energy supply is provided by the energy authority “Azerenerji JSC”, which represents the state monopoly in the power energy sector. This makes it difficult for private producers to run plant economically, because the energy tariffs are for them considerably lower and they have to sign contracts with Azerenerji, and have to produce according to their conditions. Due to the fact that currently a draft law is under preparation, clearly defined and more attractive conditions can be expected in the future. Because of this situation, so far no special conditions resulting from the Azerbaijan rules were observed for the further planning of the hydro power plant.

The hydraulic calculations for the long-distance transmission line are the basis for the choice of suitable types of turbine and were realized by the open source program “EPANET”. Furthermore the calculation is used as the basis for the produced amount of energy.

For the determination of the plant performance and the type of turbine a reference scenario was created and the required net head at the actual locations of the three pressure break tanks was calculated as follows.

- $h_{\text{netHead1}} = 198,24 \text{ m}$
- $h_{\text{netHead2}} = 142,50 \text{ m}$
- $h_{\text{netHead3}} = 267,76 \text{ m}$

These figures are relatively high and this restricts the choice of a suitable type of turbine.

In all three cases a Pelton turbine is chosen. This turbine is dimensioned for high net heads and comparatively low flow rates and can compensate highly unstable flow rates, because of its flat response curve, as well as the adjustability of its nozzle. This is an important decision criterion because highly unstable flow rates must be expected in reality. Further arguments for the Pelton turbine are its comparatively low investment costs, as well as its good maintenance and repair friendliness.

Through the support of the turbine manufacturer “Andritz-Hydro AG” this paper gets a close connection to reality. The choice of the Pelton turbine was confirmed by these offers. By the use of the indicated efficiency of turbines and generators as well as the assumed efficiency of transformer station and self-supply, the net production of the proposed plant is approximately 1 MW.

The study of profitability through calculation of the internal interest rate clearly shows that the profitability of the plant is heavily dependent on who is the operator. Azerenergi pay themselves more than they pay private operators. This allows them to pay off the overall costs for the plant in half of the project period of 25 years, whereas the payback period for private producers is 20 years. This imbalance is also reflected in the different rates of return. The rate of return of plants run by Azerenergi is about 19%, which would be very attractive for many investors. However the rate of return for privately run plants is only 5%, which does not represent a high incentive for private investors. Of course, the calculation of the dynamic electricity generation costs illustrates this again.

In order to contribute to the reduction of CO<sub>2</sub> and to slow down climate change, the level of avoided emissions through the use of hydro power was determined. A further reason for its determination is the potential financing of the project by other countries listed in Annex B of the Kyoto protocol (“Joint Implementation” II). The avoided emissions amount to a total of 3,676.95 t CO<sub>2</sub> per year. Even if the economic aspect is not particularly attractive, it seems necessary to work at the reduction of CO<sub>2</sub> emissions on a small scale.

To sum up, the realization of the concept covers different areas of interest. By generating energy from hydro power, the country saves CO<sub>2</sub> emissions and so illustrates its intentions to meet the challenge of climate change. Moreover, the running of the plant is financially profitable. As one can expect more attractive conditions for private producers through the new law of renewable energy, higher levels of interest of future investors can be expected. A more comprehensive assessment of the profitability can only be made after the new law in Azerbaijan has come into effect.

# 1 EINLEITUNG

Die Bachelorthesis „Technische und wirtschaftliche Untersuchung einer Fernwasserleitung in Ganja (Aserbaidshan) – Numerische Simulation zur Energiegewinnung“ untersucht gemäß Aufgabenstellung die potentiell nutzbare Energie einer Fernwasserleitung durch Verwendung von Turbinen. Dazu wird ein geeigneter Turbinentyp gewählt und anschließend eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durch eine dynamische Investitionsrechnung durchgeführt. Die hydraulische Simulation der Leitung erfolgt durch das Open Source-Programm „EPANET“. Weiterhin wird kurz auf die technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zur Energieeinspeisung in das Netz eingegangen sowie überschlägig das CO<sub>2</sub>-Einsparpotential bestimmt.

Die Arbeit nimmt Bezug auf folgendes Projekt in Aserbaidshan: „Open Program Municipal Infrastructure II – Water Supply and Wastewater in Ganja and Sheki“.

Aufgrund der begrenzten fossilen Energieträger gewinnt die Nutzung erneuerbarer Energiequellen immer mehr an Bedeutung. Damit verbunden besteht ein generelles Interesse an einer Emissionsreduzierung zur Begrenzung des Klimawandels.

Im Rahmen dieser Arbeit soll dazu die Möglichkeit der Energiegewinnung in der Fernwasserleitung untersucht, die zu gewinnende Energiemenge bestimmt und die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage ermittelt werden. Um einen Beitrag zur Emissionsreduzierung zu leisten, soll außerdem die Höhe der vermiedenen Emissionen infolge der Nutzung der Wasserkraft bestimmt werden.

Die Arbeit beinhaltet zur Beantwortung dieser Problematik sechs Kapitel, die im Folgenden kurz vorgestellt werden sollen, um die Herangehensweise der Arbeit zu beschreiben:

Kapitel 2 stellt das Projekt in Aserbaidshan vor, auf das in dieser Arbeit Bezug genommen wird. Dabei werden zunächst allgemeine Projektinformationen vorgestellt. Der 2. Teil dieses Kapitels beschreibt den Ist-Zustand der Trinkwasserver- und Abwasserentsorgung in der Projektstadt Ganja sowie die geplanten Maßnahmen zur Umsetzung der Projektziele. Anschließend wird im 3. Teil des Kapitels der Bauabschnitt, der die zu betrachtende Fernwasserleitung beinhaltet, vorgestellt. Abschließend wird auf die rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen zur Energieeinspeisung eingegangen.

Kapitel 3 stellt das Programm „Epanet“ und die zu berücksichtigenden Planungskriterien und Voreinstellungen vor. Anschließend werden die Koordinaten der in Kapitel 2 beschriebenen Fernwasserleitung ermittelt und in das Programm eingefügt. Darauf basierend erfolgen die Ermittlung des Druckverlaufes bei konstantem Durchfluss sowie eine kritische Betrachtung der Ergebnisse. Um

Schäden an der Transportleitung zu vermeiden, folgt eine überschlägige Berechnung des Druckstoßes. Der letzte Abschnitt dieses Kapitels behandelt die potentiell nutzbare Energie, welche für die folgenden Kapitel mit ausschlaggebend ist. Um das Ergebnis nachvollziehen zu können, werden hierzu die verschiedenen Energieformen und Verlustarten vorgestellt.

Kapitel 4 beschäftigt sich mit den unterschiedlichen Turbinenarten und deren elektrischer Leistungsberechnung. Anhand der Ergebnisse der vorherigen Kapitel wird ein Turbinentyp für das Projekt ausgewählt und hinsichtlich seiner Funktionsweise vorgestellt. Um einen möglichst engen Realitätsbezug zu gewährleisten, wurde ein Turbinenhersteller angeschrieben, dessen Angebot im letzten Abschnitt dieses Kapitels aufgeführt ist.

Kapitel 5 (Kosten/Nutzen) nimmt einen direkten Bezug auf die im vorherigen Kapitel vorgestellten Angebote der Turbinenhersteller. Dazu werden die anfallenden Kosten ermittelt bzw. überschlägig angenommen und in Verbindung mit ihrem Nutzen gesetzt. Anhand dieses Ergebnisses wird die Wirtschaftlichkeit einer Wasserkraftanlage in diesem Projekt bewertet.

Das letzte Kapitel 6 behandelt die mögliche Ausstoßreduzierung des Treibhausgases CO<sub>2</sub> durch Nutzung der Wasserkraft. In diesem Rahmen werden u.a. allgemeine Auswirkungen des Klimawandels auf Aserbaidschan durch verschiedene Szenarien bis in das Jahr 2100 vorgestellt. Anschließend erfolgt, auf Basis der in Kapitel 4 ermittelten elektrischen Leistung, eine überschlägige Berechnung der zu vermeidenden Emissionen.



## 2 DAS PROJEKT

Dieses Kapitel soll dem Leser einen Gesamteindruck des Projektes vermitteln. Dabei wird zunehmend spezifisch auf die Fernwasserleitung eingegangen, die den praktischen Hauptgegenstand dieser Bachelorthesis darstellt.

Zunächst werden in Kapitel 2.1 allgemeine Projektinformationen vorgestellt. In Kapitel 2.2 wird auf die Ist-Situation und die geplanten/realisierten Maßnahmen in Ganja eingegangen und in Kapitel 2.3 wird der entsprechende Bauabschnitt, der die Fernwasserleitung beinhaltet, vorgestellt. Die Informationen zu diesen Kapiteln und Unterkapiteln beziehen sich größtenteils auf die nicht öffentlichen Ausschreibungsunterlagen des Consultants (Kfw/Azersu 2010, Terms of Reference) sowie auf den nicht publizierten Projektbericht (Mimko/Texnomost 2012, General Design Report) des Projektkunden Azersu.

Kapitel 2.4 behandelt die rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen zur Energieeinspeisung in das Netz. Dabei werden im Unterabschnitt 2.4.1 auf die rechtlichen Rahmenbedingungen in Deutschland, anschließend in Unterabschnitt 2.4.2, auf die rechtlichen Rahmenbedingungen in Aserbaidshan eingegangen.

### 2.1 Allgemeine Projektinformationen

Das Projekt ist Teil des Entwicklungsprogramms “Open Program Municipal Infrastructure II“. Das konkrete Projektvorhaben und Gegenstand dieser Ausarbeitung heißt “**Water Supply and Wastewater in Ganja and Sheki**“ und umfasst die Rehabilitierung und Erweiterung des kompletten Wasserver- und Abwasserentsorgungssystems, sowie der Kläranlagen in den beiden Projektstädten.

Das Ziel des Projektes besteht in der Verbesserung der Zuverlässigkeit, Qualität und Nachhaltigkeit der Wasserver- und Abwasserentsorgung und den daraus resultierenden verbesserten Lebensbedingungen und Gesundheitsstandards der Bevölkerung.

Die Finanzierung des Projektes erfolgt durch

- die Bundesrepublik Deutschland (Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung), vertreten durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW),
- die Schweiz, vertreten durch das Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO), und
- der aserbaidshanische Regierung, repräsentiert durch die staatliche Wasserbehörde „Azersu Joint Stock Company“,

Der Implementierungsconsultant ist das Joint Venture, bestehend aus Dornier-Schneider Consulting (Deutschland) und Stucky (Schweiz).

Für das Projekt wurde von Azersu eine „Project Management Unit“ (PMU) mit Sitz in Baku gegründet. Die PMU repräsentiert Azersu als Kunden im Projekt und dient als direkter Ansprechpartner für den Consultant während der gesamten Phase der Projektrealisierung.

Für die beiden Städte sind untergeordnete Tochtergesellschaften von Azersu verantwortlich. Diese Tochtergesellschaften (Subsidiary Open Joint Stock Companies, SOJSCs) „Ganja Sukanal“ und „Sheki Sukanal“ gründeten für das Projekt jeweils eine „Project Implementation Unit“ (PIU). Sie sind die Ansprechpartner vor Ort und die Begünstigten des Projektes.

Eine graphische Darstellung der Beziehungen unter den einzelnen Parteien ist der folgenden Abbildung 2-1 „Organisations-Chart“ zu entnehmen.

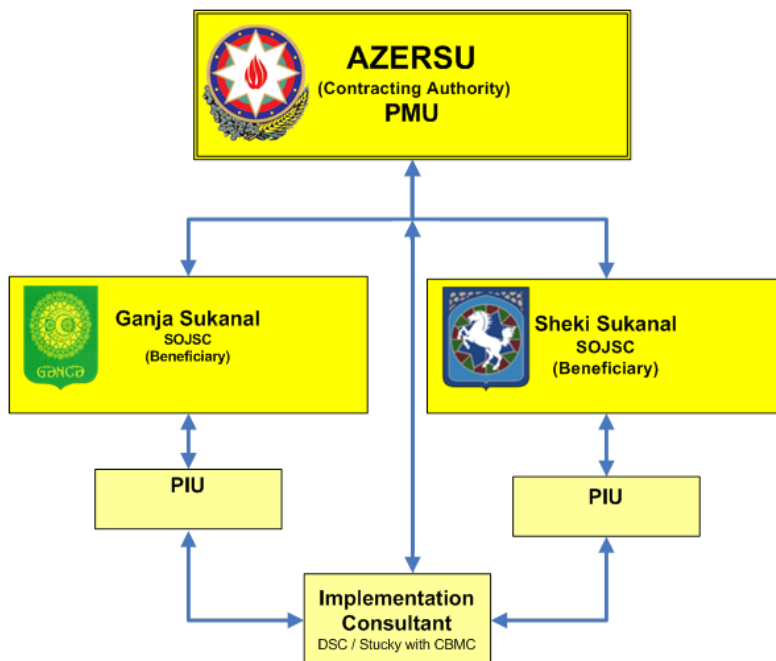


Abbildung 2-1: Organisations-Chart

Nach einer Machbarkeitsstudie („Feasibility Study“) im Jahr 2003 wurde die weitergehende Finanzierung des Projektes 2008 beschlossen.

## 2.2 Projektrealisierung Ganja

### 2.2.1 Allgemein

Ganja ist mit derzeit ca. 334.000 Einwohnern die zweitgrößte Stadt Aserbaidshans.

Sie liegt im Nordwesten des Landes ca. 350 km von der Hauptstadt Baku entfernt, auf einer Höhe zwischen 327-565 müNN und ist der industrielle Mittelpunkt der Region.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Vgl. Wolf / KfW-Bank 2010, S. 1.

Die Basis zur Dimensionierung des neuen Ver- und Entsorgungsnetzes bildet eine Bevölkerungsprognose sowie eine Entwicklungsprognose der einzelnen Stadtgebiete bis ins Jahr 2035. Die Prognose geht davon aus, dass Ganja im Jahr 2035 ca. 430.000 Einwohner zählen wird.<sup>2</sup>

Ganja wird durch den durch die Stadt verlaufenden Ganja-River in ein westliches („left bank“) und ein östliches Gebiet („right bank“) getrennt, die wiederum in verschiedene Versorgungszonen aufgeteilt sind. Die westlichen Zonen sind durch die vorangestellte Nummer „1“ gekennzeichnet, die östlichen durch die Nummer „2“.

Die Einteilung der Zonen ist der Abbildung 2-2: „Einteilung der Zonen“ zu entnehmen.

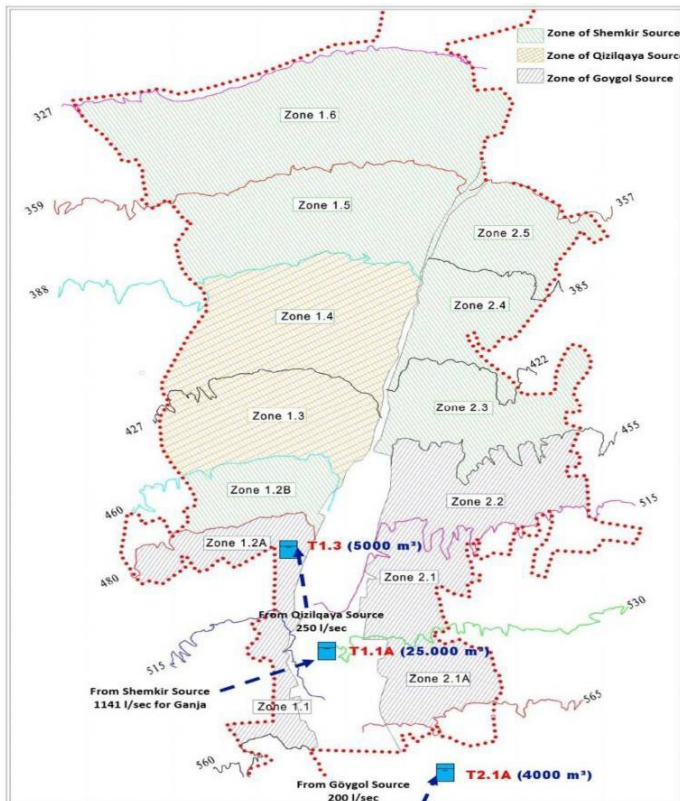


Abbildung 2-2: Einteilung der Zonen<sup>3</sup>

<sup>2</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 2.

<sup>3</sup> Mimko / Texnomost 2012, S. 90.

### 2.2.2 Wasserversorgung

Das Wasserversorgungssystem befindet sich aufgrund mangelnder Investitionen in den letzten 40 Jahren in einem schlechten Zustand.

Ca. 35% der Bevölkerung beziehen ihr Wasser aus Brunnen oder privaten Tankfahrzeugen. 166 Brunnen (39.650 m<sup>3</sup>/d) sind über die gesamte Stadt verteilt.<sup>4</sup>

Ca. 65% der Bevölkerung sind an das Wassernetz angebunden. Das Wasser stammt aus

- der Quelle Goygöl (2.100 m<sup>3</sup>/d), und
- der Flusswasserentnahme Qizil-qaya (6.850 m<sup>3</sup>/d),

Obwohl die gegenwärtige Wasserverfügbarkeit ausreichend wäre, ist die Wasserversorgung im Durchschnitt nur an 6-8 h/d gegeben.<sup>5</sup> Zurückzuführen ist dies auf hohe Verluste (Annahmen gehen von über 50% aus) sowie eine hohe Wasserverschwendung seitens der Bevölkerung, u.a. aufgrund fehlender Wasserzähler.<sup>6</sup>

Das derzeitige Verteilungsnetz basiert dabei auf Gravitation und besitzt eine Länge von ca. 326 km. Es besteht zu ca. 60% aus unbeschichteten Stahlrohren (DN100-300) sowie zu ca. 40% aus Gusseisenrohren.

Weiterhin verfügt das Verteilungsnetz über 34 Reservoirs, welche zusammen über eine Kapazität von 37.000 m<sup>3</sup> verfügen.<sup>7</sup>

Auf Grundlage der Bevölkerungsprognose wurde eine Wasserverbrauchsprognose erstellt und der Wasserbedarf durch Azersu auf 160 l/E\*d (=69.000 m<sup>3</sup>/d) festgelegt.<sup>8</sup>

Der Wasserbedarf soll wie folgt gedeckt werden:

1. Rehabilitierung der Goygöl-Quelle (17.280 m<sup>3</sup>/d)
2. Rehabilitierung der Flusswasserentnahme Qizil-qaya (21.600 m<sup>3</sup>/d)
3. Bau des Shemkir-Staudamm (38.900 m<sup>3</sup>/d)

---

<sup>4</sup> Vgl. KfW / Azersu 2010, S. 5.

<sup>5</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 13.

<sup>6</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 13.

<sup>7</sup> Vgl. KfW / Azersu 2010, S. 5.

<sup>8</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 46.

In Abbildung 2-3: „Wasserverteilung“ sind die neun Reservoirs der Stadt, mit ihren Verbindungen untereinander (inklusive deren Durchmesser, Durchfluss, Geschwindigkeit und Reibungsverluste), ihren Volumen und Entnahmen schematisch dargestellt. Zusätzlich ist in Abbildung 2-3 aufgeführt, welche Reservoirs rehabilitiert bzw. neu gebaut werden.

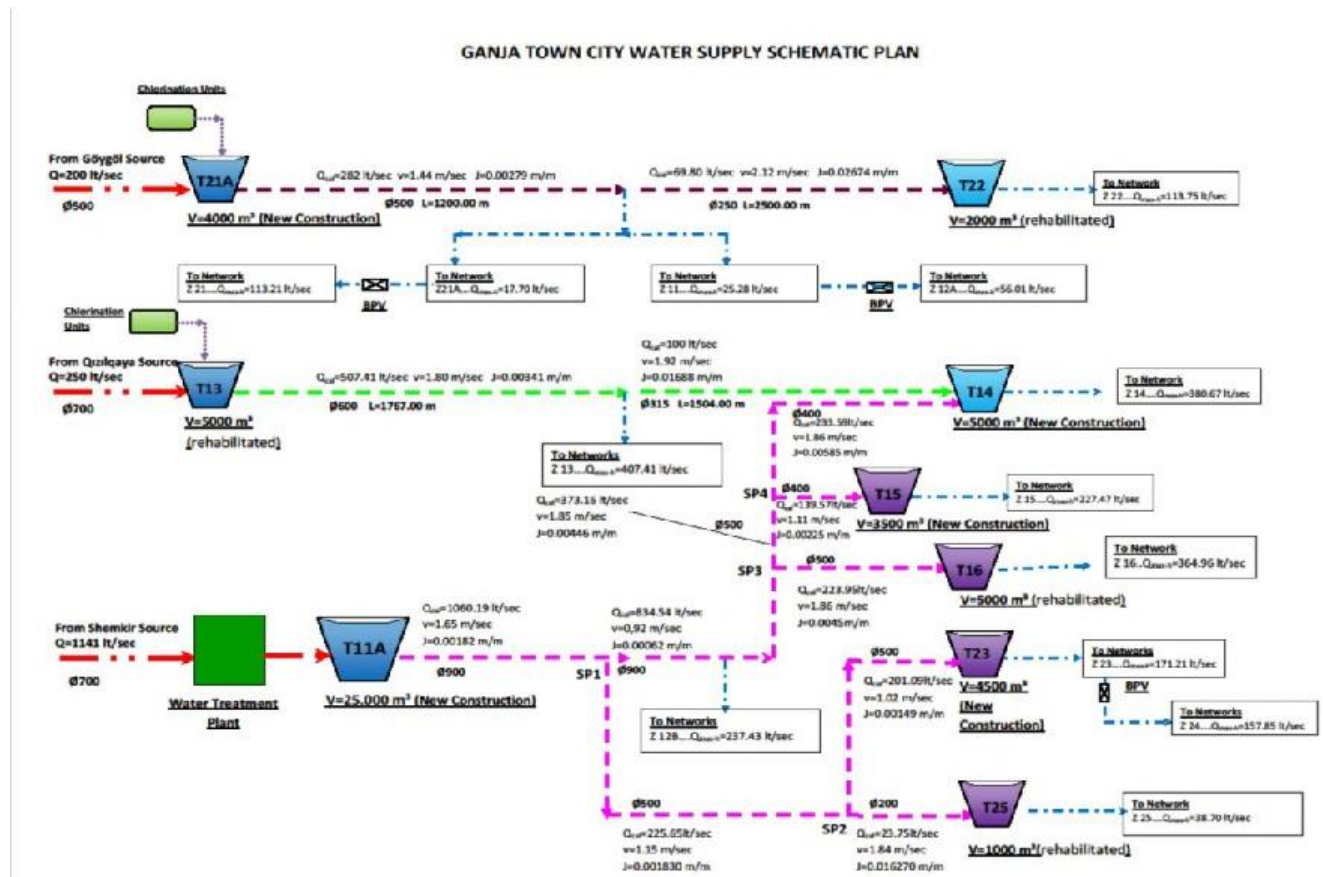


Abbildung 2-3: Wasserverteilung<sup>9</sup>

<sup>9</sup> Mimko / Texnomost 2012, S. 93.

### 2.2.3 Abwasserentsorgung

Auch das Abwasserentsorgungssystem befindet sich aufgrund mangelnder Investitionen in den letzten 40 Jahren in einem schlechten Zustand.

Heutige Schätzungen gehen davon aus, dass etwa 88% der Bevölkerung in Ganja an das Abwasserentsorgungsnetz angeschlossen sind.<sup>10</sup> Weitere 10% nutzen Klärgruben sowie 2% Latrinen für die Entsorgung ihrer Abwässer.<sup>11</sup>

Das derzeitige Abwassersystem besitzt eine Länge von ca. 300 km und ist aufgeteilt in:

1. Hauptsammler (72 km, DN400-1000)

Die Hauptsammler verlaufen von Süden nach Norden durch die Stadt und folgen so dem topographischen Gefälle. Direkt an sie angeschlossen sind Industrie sowie Wohngebiete mit mehrstöckigen Häusern.<sup>12</sup> Das gesammelte Abwasser aus Sekundär- bzw. Tertiärsammlern wird ihnen ebenfalls zugeleitet.

2. Sekundärsammler (214 km, DN200-400)

3. Tertiärsammler (17 km, DN150-200)

Die Hauptwassersammler leiten das Abwasser an eine bestehende Abwasserbehandlungsanlage weiter, die allerdings seit Jahren außer Betrieb ist. Das Abwasser wird demnach ungeklärt dem Vorfluter (Kura River) und so dem Kaspischen Meer zugeführt.<sup>13</sup>

Die mechanische Abwasserbehandlung aus dem Jahr 1956 besteht aus einem Rechen, einem Sandfang, sowie zwei Vorklärungsbecken.<sup>14</sup> 1982 wurde ein Versuch unternommen die Anlage um eine biologische Abwasserbehandlung zu erweitern.<sup>15</sup> Das wurde allerdings nicht realisiert. Die Anlage ist in jeder Hinsicht komplett marode und kann auch nicht in Teilen für die zukünftige Planung berücksichtigt werden.

Nach einer Untersuchung des derzeitigen Abwasserentsorgungsnetzes wurde die Entscheidung getroffen, alle Sammel- und Transportleitungen inklusive deren Hausanschlüsse zu ersetzen. Das gesammelte Abwasser der Zonen (siehe Abbildung 3-1: Einteilung der Zonen) wird links bzw. rechts des Kura-River jeweils einem Hauptsammler zugeleitet und soll von dort einer neuen Kläranlage zugeführt werden. Zur Behandlung des Abwassers ist eine mechanische sowie biologische Abwasserbehandlung in der Kläranlage vorgesehen.

---

<sup>10</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 1f.

<sup>11</sup> Vgl. KfW / Azersu 2010, S. 5.

<sup>12</sup> Vgl. KfW / Azersu 2010, S. 5.

<sup>13</sup> Vgl. KfW / Azersu 2010, S. 6.

<sup>14</sup> Vgl. KfW / Azersu 2010, S. 5.

<sup>15</sup> Vgl. KfW / Azersu 2010, S. 5.

#### **2.2.4 Bauabschnitte**

Die vorgesehenen Maßnahmen sind in mehrere Finanzierungsphasen gegliedert, die jeweils in Bauabschnitte (Tender Packages) unterteilt sind und separat vergeben werden. Die Maßnahmen in Ganja sollen in insgesamt sieben Bauabschnitten realisiert werden.

Gegenstand dieser Thesis ist, wie beschrieben, die Fernwasserleitung, die in Bauabschnitt 1 der Phase 1 realisiert wird. Daher wird im Folgenden ausschließlich dieser Bauabschnitt näher betrachtet und vorgestellt.

### **2.3 Technische Projektbeschreibung Ganja, Bauabschnitt 1**

Der erste Bauabschnitt in Ganja besteht aus:

1. Rehabilitierung der Wasserentnahmestelle Göygöl
2. Neubau eines Verteilerbauwerks
3. Neubau einer Fernwasserleitung
4. Neubau eines Reservoirs (T2.1A)

Diese Unterbauabschnitte werden in den folgenden Unterkapiteln genauer beschrieben. Dabei wird besonders auf die Fernwasserleitung eingegangen, die die Basis dieser Arbeit darstellt.

#### **2.3.1 Wasserentnahme Göygöl**

Die Wasserentnahmestelle Göygöl befindet sich ca. 24 km südlich von Ganja, in einer Höhe zwischen 1363 müNN und 1328 müNN, an einem Nordwesthang des Kaukasusgebirges. Das Grundwasser setzt sich aus der Infiltration von Regen, Schneeschmelze, einem Bach, sowie dem Sickerwasser des Göygöl-Sees zusammen.<sup>16</sup> Sie existiert seit den 50er-Jahren und ist aufgrund ausbleibender Sanierungsmaßnahmen in einem veralteten und teilweise defekten Zustand. Das bestehende Wasserentnahmesystem soll aber grundsätzlich erhalten und wieder instand gesetzt werden. Da die Entnahme Göygöl in einem Naturschutzgebiet liegt, ist bei den Arbeiten und dem Betrieb der Anlage besondere Rücksicht geboten, um Umweltschäden zu vermeiden.

---

<sup>16</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 18.



Eine schematische Darstellung der Grundwasserentnahme sowie der Transport des gewonnenen Wassers zum Valve-Chamber (Ventilkammer) bzw. Distribution Chamber (Verteilerbauwerk) zeigt Abbildung 2-4: „Entnahmestruktur Göygöl“, die im Anschluss näher erläutert wird.

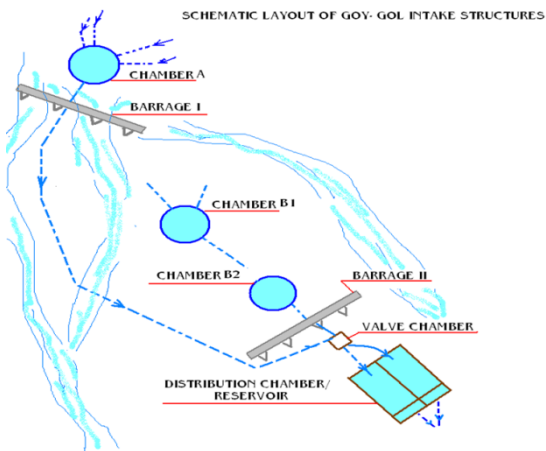


Abbildung 2-4: Entnahmestruktur Göygöl<sup>17</sup>

Die Wasserentnahme erfolgt unterirdisch, über fächerförmig verlegte, perforierte Gußeisenrohre. (DN1000) (siehe Abbildung 2-5).



Abbildung 2-5: perforiertes Gußeisenrohr (KfW-Mission June 2012, 01\_Göygöl-Intake)

Das in die perforierten Rohre eingesickerte Wasser wird anschließend Sammelschächten zugeführt (siehe Abbildung 2-7).

<sup>17</sup> Mimko / Texnomost 2010, S. 2.



Zwei Stauanlagen aus Beton fangen weiteres Wasser auf (siehe Abbildung 2-6), das durch ein weiteres Rohr einem Sammelerschacht zugeführt wird.



Abbildung 2-6: Stauanlage (KfW-Mission June 2012, 01\_Göygöl-Intake)

Die Sammelerschächte (siehe Abbildung 2-7) bestehen aus einer Betonsohle, einem äußeren, zylindrischen Betonmantel sowie innen aus verputztem Mauerwerk.<sup>18</sup> Die Schächte sind durch eine Betonplatte abgedeckt.<sup>19</sup>



Abbildung 2-7: Wasserschacht (KfW-Mission June 2012, 01\_Göygöl-Intake)

Von diesen Schächten gelangt das Wasser durch neue GRP-Leitungen (DN500, PN10) in das ebenfalls neue Verteilerbauwerk (Distribution Chamber) mit vorgeschalteter Ventilkammer (Valve-Chamber); siehe folgendes Kapitel.

<sup>18</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 19.

<sup>19</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 19.

### 2.3.2 Verteilerbauwerk (Distribution Chamber)

Das durch die zwei neuen GRP-Leitungen transportierte Grundwasser gelangt durch zwei getrennte Einlässe in eine Ventilkammer. Diese ist unmittelbar vor das Verteilerbauwerk geknüpft, in welches das Wasser weitergeleitet wird.

Das Verteilerbauwerk besitzt zwei getrennte Kammern sowie einen Bypass, durch den die Kammern unabhängig voneinander gefüllt werden können. Dies hat den Vorteil, dass bei Wartungsarbeiten an einer der beiden Kammern die Wasserversorgung nicht unterbrochen werden muss. Die Kammern besitzen jeweils einen Überfluss (Overflow) sowie einen durch eine Vertiefung im Boden entstehenden Grundablass (Wash-out).

Aus den beiden Kammern gelangt das Wasser jeweils durch einen Filter (DN400), der das Wasser von suspendierenden Stoffen trennt, in eine weitere Kammer (Flow Meter Manhole). Dort wird es zusammengeführt und der Durchfluss bestimmt. Anschließend wird es der Fernwasserleitung zugeführt.

Das überschüssige Wasser aus dem Overflow sowie dem Grundablass (Wash-out) wird ebenfalls im Flow Meter Manhole zusammengeführt. Nach einer Durchflussmessung wird es durch eine Auslassvorrichtung abgelassen.

### 2.3.3 Fernwasserleitung

Die Fernwasserleitung (siehe Abbildung 2-9) zwischen dem Verteilerbauwerk und dem Reservoir T2.1A ist eine unterirdisch verlegte, geschlossene Druckrohrleitung. Ihr Verlauf ist der folgenden Abbildung 2-8: „Verlauf der Fernwasserleitung“ zu entnehmen. In dieser Darstellung befindet sich die Wasserentnahme auf der rechten, das Reservoir auf der linken Seite.



Abbildung 2-8: Verlauf der Fernwasserleitung

Die Fernwasserleitung besteht aus epoxidbeschichtetem Stahl (DN500,  $Q = 200 \text{ l/s}$ ,  $v = 1,02 \text{ m/s}$ ). Die Epoxidbeschichtung ist ein passiver Korrosionsschutz, der den Stahl vom Angriffsmittel trennt (DIN EN ISO 12944 – Beschichtungssysteme – Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme).<sup>20</sup>



Abbildung 2-9: Fernwasserleitung (KfW Mission Jun 2012, 02\_Transmissionline)

<sup>20</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 228.

### Hydraulische Kalkulation

Druckrohrleitungen zeichnen sich, im Gegensatz zu Freispiegleitungen, durch deutlich geringere Energieverluste infolge Reibung aus und sind vollständig mit Wasser gefüllt.<sup>21</sup>

Die hydraulischen Kalkulationen der Leitung wurden ursprünglich für GRP-Rohre durchgeführt, diese jedoch auf Wunsch des Kunden später durch Stahlrohre ersetzt. Eine neue Berechnung war nicht erforderlich, da für die GRP-Rohre bzw. Stahlrohre der gleiche William-Hazen-Koeffizient (=150[]) gewählt wurde.<sup>22</sup>

### Technische Daten

Gesamtlänge  $L = 24.174,28\text{m}$

Durchfluss  $Q = 200\text{ l/s}$

Fließgeschwindigkeit  $v = 1,02\text{ m/s}$

Durchmesser DN500

Druckverlusthöhe  $J_i = 0,001515\text{ m/m}$ <sup>23</sup>

William-Hazen-Koeffizient = 150 []

Höhendifferenz zw. Verteilerbauwerk und Reservoir:  $H = 1319,20\text{ müNN} - 592,67\text{ müNN} = 726,53\text{ m}$

Durchschnittliche Hangneigung:  $J_{(av)} = 726,53\text{m}/24174,28\text{m} \approx 0.03$

Piezometrische Neigung:  $J_p = 0.004380$

Daraus ergibt sich ein Reibungsverlust über die gesamte Leitung von:

$h_v = J_p \cdot L = 0,004380\text{ m/m} \cdot 24168,69\text{ m} = 105,86\text{ m}$

excess hydraulic head =  $726,53 - 105,86 = 620,67\text{ m}$

Druckverlust  $h_{vi} = J_i \cdot l_i$

Rohrabschnittpunkte	Änderung	Länge [m]	Druckverlust ( $J \cdot L$ )
Verteilerbauwerk → Druckbrecher 1	0.000 – 11.827,98	11827,98	17,92
Druckbrecher 1 →Druckbrecher 2	11.827,98 – 14.168,60	2340,62	3,55
Druckbrecher 2 →Druckbrecher 3	14.168,60 – 17.492,06	3323,46	5,04
Druckbrecher 3 →Reservoir T2.1A	17.492,06 → 24.174,28	6682,22	10,12

Tabelle 2-1: Druckverlust

<sup>21</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 223.

<sup>22</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 24.

<sup>23</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, Interne Planungsunterlagen AutoCAD-Zeichnung.

### **Be-/Entlüftung**

Sollte es zu einem unerwünschten Lufteintrag in die Leitung kommen, sind an den lokalen Hochpunkten Luftventile (Air-Valves) eingebaut, welche das automatische Entweichen der Luft aus der Leitung ermöglichen.

Entgegengesetzt dazu haben die Luftventile gleichzeitig die Funktion, automatisch Luft in die Leitung einzulassen, sollte an einem lokalen Hochpunkt der Rohrleitungsinndruck unter den Atmosphärendruck fallen.

Gewöhnlich beträgt der Durchmesser eines Entlüftungsventils  $1/8$  bis  $1/12$  des Rohrleitungsdurchmessers.<sup>24</sup> Die Luftventile dieser Fernwasserleitung besitzen aus sicherheitstechnischen Gründen einen etwas größeren Durchmesser ( $1/5$  des Rohrleitungsdurchmessers = DN100) sowie jeweils zwei Öffnungen zum Einsaugen/Ausblasen der Luft.<sup>25</sup>

Gemäß den Ausschreibungsunterlagen sind 31 Air-Valves (AV) in der Fernwasserleitung vorgesehen.

### **Entwässerung**

Um bei Wartungs- bzw. Reinigungsarbeiten an einem Leitungsabschnitt nicht die komplette Fernwasserleitung entleeren zu müssen, besitzt sie an ihren lokalen Tiefpunkten Entwässerungsvorrichtungen (Wash-outs).

Der Durchmesser der Wash-outs hängt maßgeblich von der Entleerungsdauer des Leitungsabschnittes ab.

Die Entleerung darf nicht zu kurz sein, um eine Vakuumbildung in der Leitung zu vermeiden. Gleichzeitig muss die Leitung in einem Notfall möglichst schnell entleert werden können.

Für die Berechnung der Wash-outs wurde der ungünstigste Fall gewählt. Die längste Strecke und damit die längste Entleerungszeit benötigt der Wash-out 1 (WO-1) zwischen den Entlüftungsventilen (Air-Valves = AV) AV-1 und AV-2.

WO-1 besitzt einen Durchmesser  $d = 200$  mm (DN200) und entleert den Leitungsabschnitt in  $t = 1$  std 56min.

Die genaue Rechnung dazu ist dem Design Report auf Seite 29-30 zu entnehmen.

Gemäß den Ausschreibungsunterlagen sind 37 Wash-outs in der Fernwasserleitung vorgesehen.

---

<sup>24</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 30.

<sup>25</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 31.

### Druckbrecher

Aufgrund des Höhenunterschiedes zwischen Anfang und Ende der Leitung würde der statische Druck im Tal 726.53 m ( $\approx 72,6$  bar) betragen. Jedoch existieren keine Rohrleitungen, welche Nenndrücken von 72,6 bar standhalten würden.<sup>26</sup> Aufgrund der erforderlichen Wanddicke mit den damit verbundenen Materialkosten sowie einem erschwerten Transport und Einbau wären solche Rohrleitungen auch nicht wirtschaftlich.

Deshalb besitzt die Leitung je nach Druckgröße in einem Rohrleitungsabschnitt die Nenndrücke PN16 (16 bar) und PN32 (32 bar). Um diese Nenndrücke nicht zu überschreiten muss die Leitung an ihren kritischen Stellen von Druckbrechern (Pressure Break Tanks) unterbrochen werden. Eine Übersicht über die verwendeten Rohre bietet Tabelle 2-2: „Verwendete Rohre“.

PipeDN und Material	Nenndruck [bar]	Rohrleitungsabschnitt	Länge [m]	Stahlsorte DIN	Stahlsorte EN	Wanddicke [mm]
DN500, Stahl	16	PK0 – G49	844,73	St 37-2	S235JR	5,6
DN500, Stahl	32	G49 – Druckbrecher 1	10983,25	St 44-2	S275JR	6,3
DN500, Stahl	16	Druckbrecher 1 – Druckbrecher 2	2329,52	St 37-2	S235JR	5,6
DN500, Stahl	16	Druckbrecher 2 – G749	735,05	St 37-2	S235JR	5,6
DN500, Stahl	32	G749 – Druckbrecher 3	2577,31	St 44-2	S275JR	6,3
DN500, Stahl	16	Druckbrecher 3 – Reservoir T2.1A	6670,02	St 37-2	S235JR	5,6

Tabelle 2-2: Verwendete Rohre

Die Lage und Anzahl der Druckbrecher wurde dafür in der Feasibility Study (FS) untersucht.

Im späteren Final Design Report fand eine Optimierung der Fernwasserleitung statt, auf deren Basis über die Lage und Anzahl der Druckbrecher entschieden wurde. Eine kritische Betrachtung von Anzahl und Standort der Druckbrecher ist jedoch nicht Bestandteil dieser Arbeit.

<sup>26</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 23.

Unter Berücksichtigung der Geländetopographie sowie den Investitionskosten für Rohre, Verbindungen, Druckbrecher und konstruktive Baumaßnahmen wurde die Anzahl auf drei sowie folgende Standorte in der Fernwasserleitung festgelegt (siehe Tabelle 2-3: „Position der Druckbrecher“):

Leitungspunkt	Distanz vom Anfang [m]
G636	11.827,98
G726	14.168,60
PBT-3a	17.492,06

Tabelle 2-3: Position der Druckbrecher<sup>27</sup>

Als Druckbrecher werden 3 schwimmergeregelte Tellerventile („Floater-actuated disc valves“) verwendet.<sup>28</sup>

Das Wasser strömt in den Druckbrecher ein und wird gegen eine tellerförmige Platte mit einem hohen Eigengewicht geleitet. Die Platte wird durch den hohen Druck des Wassers sowie ein sich selbst einstellendes Gegengewicht (Schwimmer) nach oben gedrückt bzw. gehoben. Dies hat zur Folge, dass der Druck vollständig abgebaut wird, das Wasser durch den entstehenden Schlitz strömt und anschließend „druckfrei“ (es herrscht Atmosphärendruck) in den Tank des Druckbrechers fällt.

Sollte der Druck aufgrund eines zu geringen Durchflusses von seinem berechneten Wert abweichen, stellt sich das Gegengewicht automatisch so ein, dass der Teller trotzdem gehoben wird und das Wasser in den Tank gelangt.

Der Aufbau der verwendeten Druckbrecher ist der Abbildung 2-10<sup>29</sup> zu entnehmen.

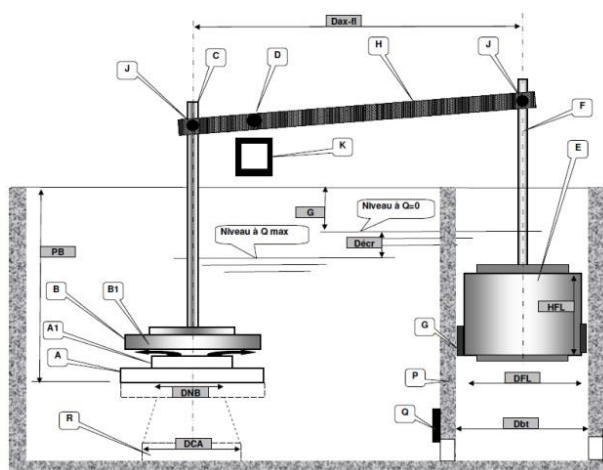


Abbildung 2-10: Druckbrecher

<sup>27</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, Interne Planungsunterlagen AutoCAD-Zeichnung.

<sup>28</sup> Stucky 2012, S. 3.

<sup>29</sup> Stucky 2012, S. 3.



### 2.3.4 Reservoir T 2.1A

Das Reservoir liegt südlich der Stadt auf einer Höhe von 593,28 müNN und wird durch die Fernwasserleitung Göygöl-Ganja mit Wasser gespeist. Das Gesamtvolumen beträgt  $V = 4.000 \text{ m}^3$  und ist auf zwei getrennte Kammern verteilt. Die Kammern können durch einen Bypass unabhängig voneinander gefüllt werden, wodurch die Wasserversorgung auch bei Wartungsarbeiten gewährleistet ist.

Die Maße pro Kammer:

- Länge  $L = 27,5 \text{ m}$
- Breite  $B = 13,5 \text{ m}$
- $H_{\max} = 5,7 \text{ m}$

$H_{\max}$  beschreibt die maximale Wasserstandhöhe im Tank.

Die Füllhöhe des Löschwasserbedarfs sowie des Totraums (dead storage) gehören nicht in den Bereich des Betriebsvolumens (operation volume) und betragen<sup>30</sup>:

- $H_{\text{Lösch}} = 0,36 \text{ m}$
- $H_{\text{Totraum}} = 0,32 \text{ m}$

Das Betriebsvolumen erstreckt sich über eine Wasserhöhe von<sup>31</sup>:

- $h_{\text{Betrieb}} = 4,96 \text{ m}$

Das Reservoirs T2.1A versorgt folgende Zonen mit Trinkwasser:

- 2.1, 1.1 sowie 1.2A

Ein weiterer Teil des Trinkwassers wird an das Reservoir T2.2 weitergeleitet, welches die Zone 2.2 versorgt. Einen groben Überblick dazu bietet Abbildung 2-3.

Damit hängen 5 der 13 Versorgungszonen direkt von Reservoir T2.1A ab.

---

<sup>30</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 78.

<sup>31</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 78.



## 2.4 Rechtliche und technische Rahmenbedingungen zur Energieeinspeisung in das Netz

In diesem Unterkapitel wird zuerst auf das „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ und den damit verbundenen Rahmenbedingungen zur Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland eingegangen. Anschließend erfolgt eine Bestandsaufnahme der aktuellen Situation in Aserbaidschan.

### 2.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland

Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (auch „Erneuerbare-Energien-Gesetz“, kurz EEG genannt) ersetzte in Deutschland im April 2000 das „Stromeinspeisegesetz“ aus dem Jahr 1991. Durch Neuverfassungen in den Jahren 2004 und 2009 wurde das Gesetz angepasst sowie im Jahr 2011 durch Abänderungen auf einen aktuellen Stand gebracht. Im Gesetz sind Einspeisevergütung und –dauer (20Jahre) für die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energieträgern sowie deren Bevorzugung gegenüber Strom aus fossilen Brennstoffen und Kernkraft festgesetzt. Weiterhin regelt dieses Gesetz die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms durch den Netzbetreiber.

Der Zweck des Gesetzes wird wie folgt definiert (§1 Abs. 1 EEG):

„Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“

§1 Abs. 2 EEG formuliert dazu die Ziele, um wie viel Prozent die Anteile von erneuerbaren Energien an der gesamten Stromversorgung in Deutschland in den nächsten Jahren mindestens zu erhöhen sind:

- 2020 (35%),
- 2030 (50%),
- 2040 (65%),
- 2050 (80%).

#### 2.4.1.1 Begriffsdefinitionen

Begriffsbestimmungen gemäß §3 EEG 2009:

- „Anlage“: Jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas gelten auch solche Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln.

- „Anlagenbetreiberin oder Anlagenbetreiber“: Wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt.
- „Erneuerbare Energien“: Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologischen abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.
- „Netz“: Die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung.
- „Netzbetreiber“: Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität.

#### **2.4.1.2 Kosten des Netzanschlusses**

Die Kosten zum Anschluss einer stromerzeugenden Anlage aus erneuerbaren Energien an das Netz bzw. an einen Verknüpfungspunkt muss der Anlagenbetreiber selbst tragen (Vgl. §13 Abs. 1 EEG). Ebenfalls dazu zählen die Kosten für Messeinrichtungen zum Nachweis des gelieferten bzw. bezogenen Stroms. Solange ein Netzausbau, eine Optimierung oder Verstärkung des Netzes zur Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien nicht „(...) wirtschaftlich unzumutbar (...)“ (§9 Abs. 3 EEG) ist, ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet dieses dem Stand der Technik anzupassen und die Kosten dafür zu tragen (Vgl. §9 Abs. 1 EEG). Damit besitzt der Anlagenbetreiber das Recht auf einen Anschluss, auch wenn das Netz dazu noch nicht vorhanden bzw. die Kapazität nicht ausreichend ist.

#### **2.4.1.3 Abnahme des Stroms**

Der Netzbetreiber, der für die betroffene Region zuständig ist, ist gemäß §8 Abs. 1 EEG dazu verpflichtet den gesamten ihm angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien „(...) unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen“. Eine Ausnahme betrifft den Strom aus Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen, der dem Strom aus erneuerbaren Energien gleichgestellt ist. Gleichzeitig ist der Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet ihm seinen produzierten Strom anzubieten, sollte dieser nicht durch ihn selbst oder durch Dritte verbraucht werden (Vgl. §16 Abs. 3 EEG). Der Verbrauch muss allerdings in „(...) unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage“ (§16 Abs. 3 EEG) stattfinden.

Bei der Abnahme des Stroms verpflichtet sich der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt an das Netz zuzuweisen (Vgl. §5 Abs. 1 EEG). Sollte dem Anlagenbetreiber ein anderer Verknüpfungspunkt zugewiesen werden, muss der Netzbetreiber diese Kosten tragen (Vgl. §13 Abs. 2 EEG).

Der Anschluss, Einbau, Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen (= Messstellenbetrieb, Vgl. §3 Abs. 26b, EnWG) ist Aufgabe des Netzbetreibers oder muss von einer fachkundigen, dritten Person durchgeführt werden (Vgl. §7 Abs. 1 EEG).

#### 2.4.1.4 Technische Auflagen

In §6 Abs. 1 EEG sind die technischen Auflagen für Kleinwasserkraftanlagen definiert.

Besitzt eine Anlage eine Leistung über 100 kW, ist der Anlagenbetreiber/in verpflichtet diese mit technischer Einrichtung auszustatten, mit der der Netzbetreiber die Einspeiseleistung zu jedem Zeitpunkt fernsteuern (erhöhen/reduzieren) kann. Weiterhin muss der Netzbetreiber die Möglichkeit besitzen die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen zu können.

#### 2.4.1.5 Vergütung

Der Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers ist in §16 EEG festgelegt. Dieser „(...) besteht auch dann, wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist (§16 Abs. 2 EEG).

Die Höhe der Vergütung für Strom aus Wasserkraftanlagen ist gemäß §23 EEG festgelegt und hängt maßgeblich von der Bemessungsleistung ab.

Die Vergütung für in Betrieb genommene Anlagen vor dem 1.Januar 2013 beträgt für eine Bemessungsleistung bis einschließlich:

- 500 KW → 12,7 Cent/kWh
- 2 MW → 8,3 Cent/kWh
- 5 MW → 6,3 Cent/kWh
- 10 MW → 5,5 Cent/kWh
- 20 MW → 5,3 Cent/kWh
- 50 MW → 4,2 Cent/kWh
- >50 MW → 3,4 Cent/kWh

Die Umsatzsteuer ist in den Vergütungen nicht enthalten (Vgl. §18 Abs. 2 EEG).

Für Wasserkraftanlagen, die nach dem 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen wurden, verringern sich Vergütungen und Boni jährlich zum 1. Januar um 1% (Vgl. §20 Abs. 2 EEG).

### 2.4.2 Rechtliche Rahmenbedingungen in Aserbaidtschan

Aufgrund schwer zu erhaltender Informationen bezüglich technischer und gesetzlicher Rahmenbedingungen zur Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, beziehen sich die Aussagen dieses Kapitels größtenteils auf die mir zur Verfügung gestellten Informationen des Leiters der Abteilung für außerwirtschaftliche Beziehungen des staatlichen Energieversorgers „Azerenerji JSC“.

Derzeit gibt es noch keine speziellen Gesetze für erneuerbare Energien in Aserbaidtschan. Ein entsprechender Gesetzesentwurf für rechtliche und technische Rahmenbedingungen zur Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien befindet sich zurzeit in Arbeit.

#### 2.4.2.1 Behörden und Zuständigkeiten

Um ein Management-System auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien zu entwickeln, wurde die „State Agency of the Ministry of Industry and Energy of the Azerbaijan Republic for Alternative and Renewable Energy Sources“ per Erlass des Präsidenten am 01.02.2013 ins Leben gerufen. Diese Behörde ist ein zentrales Organ der Exekutive und verantwortlich für die staatliche Politik und Regulierung im Bereich der erneuerbaren Energien. Darunter fallen Organisation und effiziente Nutzung erneuerbarer Energiequellen, Koordination und die staatliche Aufsicht in diesem Bereich.

Weiter ist die Behörde Eigentümer des "Azalternativenerji Ltd". Dieses Unternehmen wurde als Folge der Reorganisation der Staatsunternehmen für alternative und erneuerbare Energien gegründet. "Azalternativenerji Ltd" ist verantwortlich für Untersuchungen, Aufbereitung, Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien. Ebenfalls in ihren Aufgabenbereich fallen Planung, Produktion, Bau und Betrieb von Anlagen, sowie die Gewährleistung einer ausreichenden Netzkapazität/Infrastruktur.

#### 2.4.2.2 Auflagen und Bedingungen des Netzan schluss

Generell ist ein Netzan schluss in der Richtlinie „Use of Power Energy“ geregelt. Allerdings gibt es keine speziellen Vorschriften für die Einspeisung von Strom aus Wasserkraftkraftanlagen. Sollte ein unabhängiger Erzeuger von Strom aus Wasserkraft überhaupt an das Netz angeschlossen werden, so muss er die technischen Bedingungen der „Azerenerji JSC“ erfüllen, da diese das staatliche Monopol im Energiebereich sind.

Folgende Angaben sind vorzulegen:

- Verknüpfungspunkt
- Erwartete Spannung an diesem Punkt
- Anforderungen zur Stärkung des bestehenden Netzes (abhängig von der Kapazität)
- Anforderungen an Schutz- und Kontrollausrüstung
- Telekommunikation
- Qualität der Stromversorgung

Weiterhin muss ein unabhängiger Erzeuger einen Vertrag mit Azerenerji abschließen, indem die erzeugte Menge sowie maximale Leistung (kW) festgelegt werden (jährlich, im Quartal, monatlich). Der eingespeiste Strom muss außerdem den Vorgaben des täglichen Belastungszeitplans (festgelegt durch Azerenerji JSC) entsprechen.

### 2.4.2.3 Vergütung

In Aserbaidschan existieren keine gesetzlich festgelegten Einspeisevergütungen wie in Deutschland. Die existierenden Energie-Tarife wurden durch das Tarifgremium Aserbaidschans festgelegt:

Erzeuger	Tarif für 1kWh [Manat]	Tarif für 1kWh [Euro]*
Azerenerji JSC	0,041	0,041
Private Kleinwasserkraftanlage	0,025	0,025

Tabelle 2-4: Vergütung Aserbaidschan

\*Der Umrechnungskurs zwischen Manat und Euro betrug am 04.04.2013: 1 Manat = 0,99 Euro.<sup>32</sup>

### 2.4.3 Fazit

In Aserbaidschan sind die Zuständigkeiten aufgrund der noch nicht existierenden Gesetze zum Bau und Betrieb sowie zur Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen nicht eindeutig geklärt. Eine abschließende Beurteilung der Situation ist im Rahmen dieser Arbeit daher nicht möglich.

Wie in Kapitel 2.4.2.1. „Behörden und Zuständigkeiten“ beschrieben, sollte „Azalternativenergi Ltd“ für die Erzeugung, den Bau und den Betrieb stromerzeugender Anlagen durch erneuerbare Energien verantwortlich sein. Auch der Netzanschluss bzw. ein eventueller Netzausbau sowie die Gewährleistung der Netzkapazität fallen in deren Zuständigkeitsbereich. Da jedoch „Ganja Sukanal“ Eigentümer und Betreiber der Fernwasserleitung ist, durch welche eine Energiegewinnung überhaupt erst möglich wird, ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass sie einen Vergütungsanspruch stellen.

Nach momentanem Verständnis gibt es zwei Möglichkeiten:

#### 1. „Azalternativenergi“ ist Anlagenbetreiber

In diesem Fall würde „Ganja Sukanal“, als Eigentümer und Betreiber der Fernwasserleitung, die Turbinenstandorte zur Verfügung stellen. Durch den Bau einer Wasserkraftanlage würden ihnen keine Kosten entstehen, da der Bau, der Betrieb und der Anschluss der Anlage an das Netz durch

<sup>32</sup> URL: [http://de.coinmill.com/AZN\\_EUR.html](http://de.coinmill.com/AZN_EUR.html) [04.04.2013, 13:04Uhr].

„Azalternativenergi“ erfolgen würde. Allerdings hätte „Ganja Sukanal“ dann womöglich kein Anrecht auf eine Einspeisevergütung.

## 2. „Ganja Sukanal“ ist Anlagenbetreiber

In diesem Fall ist „Azerenergi JSC“ der Netzbetreiber. Aus Sicht des Netzbetreibers würde die Wasserkraftanlage privat betrieben werden. Ganja Sukanal müsste die Investitionskosten selbst tragen, würde aber auch von der Einspeisevergütung profitieren. Sollte „Ganja Sukanal“ als privater Erzeuger angesehen werden, so müssten die technischen Anforderungen (wie in Kapitel 2.4.2.2. „Auflagen und Bedingungen des Netzanschluss“ beschrieben) denen des staatlichen Energieversorgers „Azerenergi JSC“ entsprechen. Weiter müsste ein Vertrag zwischen den beiden Parteien geschlossen werden, indem die erzeugte Menge sowie die maximale Leistung festgesetzt werden. Auch muss der eingespeiste Strom dem täglichen Belastungszeitplan entsprechen. Als privater Erzeuger von Strom aus einer Kleinwasserkraftanlage würde sich die Vergütung des eingespeisten Stroms jedoch deutlich verringern. Anstelle des Vergütungstarifes von 4,1 Qapik ( $\approx 4,1$  Cent) würde die Vergütung nun 2,5 Qapik ( $\approx 2,5$  Cent) betragen (siehe vorheriges Kapitel).

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz sind die Zuständigkeiten in Deutschland klar definiert. Ganja Sukanal würde als Anlagenbetreiber zwar die Kosten für Bau, Betrieb und Anschluss der Anlage an das Netz tragen, bezöge jedoch gesetzlich fest geregelte Vergütungen. Die Kosten eines eventuellen nötigen Netzausbaus bzw. für eine Verstärkung des Netzes würde der jeweilige Netzbetreiber tragen. Die Zuweisung eines Verknüpfungspunktes würde ebenfalls durch den Netzbetreiber erfolgen.

Die Schnittstellen und Befugnisse in Aserbaidtschan scheinen auf Basis der vorhandenen Informationen nicht klar definiert. Die ursprüngliche Intention, einen direkten Vergleich zwischen deutschen und aserbaidtschanischen Richtlinien durchzuführen, ist daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich.

### 3 EPANET

#### 3.1 Vorstellung EPANET

„Epanet ist eine lizenzfreie Software zur hydraulischen Analyse von Wasserversorgungsnetzen“.<sup>33</sup> Das Programm wurde von der amerikanischen Umweltschutzbehörde „United States Environmental Protection Agency“ (USEPA) entwickelt und zur Verfügung gestellt.<sup>34</sup> Mit Epanet können Druckrohrnetze, bestehend aus Knoten, Strängen, Speichern, Pumpen und Ventilen/Drosseln, erstellt, anschließend stationär oder instationär simuliert und hinsichtlich ihrer Hydraulik untersucht und analysiert werden. Das Versorgungsnetz kann dazu theoretisch eine unbegrenzte Größe besitzen.

Ausgegeben werden kann:

- der Durchfluss in den einzelnen Strängen,
- der Druck an den unterschiedlichen Knoten,
- die Wasserstände in Speichern,
- die Wasserqualität (hinsichtlich Stoffkonzentrationen),
- die Ausbildung von Tracern über beliebige Zeitabschnitte,
- die Verweilzeit des Wassers im Netz.

Für weitere Informationen und Funktionen siehe „Epanet2 User Manual“. Da Epanet ausschließlich in englischer Sprache existiert, werden im Folgenden sämtliche Begriffe des Programms ebenfalls in Englisch wiedergegeben.

---

<sup>33</sup> Knobloch : Analyse und Planung von Wasserversorgungsnetzen, Online im WWW unter URL: [http://kanet.iwg.uni-karlsruhe.de/download/04\\_Einfuehrung\\_in\\_die\\_Simulationssoftware\\_EPANET.pdf](http://kanet.iwg.uni-karlsruhe.de/download/04_Einfuehrung_in_die_Simulationssoftware_EPANET.pdf) [13.3.13, 12:47Uhr], S. 3.

<sup>34</sup> Knobloch : Analyse und Planung von Wasserversorgungsnetzen, Online im WWW unter URL: [http://kanet.iwg.uni-karlsruhe.de/download/04\\_Einfuehrung\\_in\\_die\\_Simulationssoftware\\_EPANET.pdf](http://kanet.iwg.uni-karlsruhe.de/download/04_Einfuehrung_in_die_Simulationssoftware_EPANET.pdf) [13.3.13, 13:05Uhr], S. 3.

## 3.2 Planungskriterien

Zur Untersuchung und Analyse der Fernwasserleitung in Epanet sind folgende Schritte sowie Informationen notwendig:

- Festlegung des Koordinatensystems (linke, untere bzw. rechte, obere Ecke definieren)
- Festlegung der Einheiten (US- oder metrische Einheiten)
- Koordinaten der Junctions, Reservoirs bzw. Tanks sowie deren Geländehöhe und ggf.

Wasserentnahme

- Länge und Durchmesser der Rohre, die die Verbindungen zwischen den Junctions herstellen
- Rauigkeitsbeiwert der Rohre
- Festlegung der Druckhöhenverlustformel
- Koordinaten der Druckbrecher

### 3.2.1 Voreinstellungen

Unter View→Dimensions wird die Karteneinheit eingestellt. In dieser Untersuchung wurde die:

- unter, linke Ecke mit  $X = 4475000,00$  bzw.  $Y = -6820000,00$
- obere, rechte Ecke mit  $X = 4500000,00$  bzw.  $Y = -8611000,00$

definiert und als Karteneinheit „Meter“ gewählt.

Unter Project→Defaults werden Voreinstellungen für alle weiteren Eingaben getroffen.

Unter Project→Defaults→Properties wurde das Feld „Auto-Lengh“ auf „on“ gesetzt, wodurch die Rohrlängen automatisch berechnet und nicht manuell eingegeben werden müssen.

Weiterhin wurde der „Pipe Diameter“ auf 500 [mm] gesetzt, da sich der Durchmesser der Rohre über die gesamte Länge der Fernwasserleitung nicht ändert. Der „Pipe Diameter“ steht dabei für den Innendurchmesser des Rohres.

Die „Pipe Roughness“ wurde mit 150[] (Hazen-Williams-Koeffizient) definiert. Um keine falschen Ergebnisse zu erhalten muss unter Project→Defaults→Hydraulics darauf geachtet werden die „Headloss Formula“ (Druckhöhenverlustformel) auf „H-W“ (Hazen-Williams) festzulegen. Die Verwendung der Hazen-Williams-Formel erfolgt analog zum Design Report.

Ebenfalls unter diesem Punkt wurde die „Flow Unit“ auf „LPS“ (liter per second) gesetzt und damit die Verwendung von metrischen Einheiten festgelegt.



### 3.2.2 Eingabe der Fernwasserleitung

Die Koordinaten der Junctions wurden aus den AutoCAD-Zeichnungen der Ausschreibungsunterlagen entnommen.

Zu unterscheiden sind die Punkte „B“ (horizontale Richtungsänderung) sowie die Punkte „G“ (vertikale Richtungsänderung).

X- und Y-Koordinaten sind aus den AutoCAD-Zeichnungen nur für die Punkte „B“ zu entnehmen.

Die fehlenden Koordinaten der Punkte „G“ wurden deshalb mit Hilfe des Strahlensatzes

$$X_1/L_1 = X_2/L_2$$

ermittelt, da die Punkte „G“ auf dem Vektor liegen, der die Punkte „B“ miteinander verbindet.

Ebenfalls aus den AutoCAD-Zeichnungen sind die Streckenlängen zwischen allen Punkten zu entnehmen.

#### Das Vorgehen:

1. Berechnung der Streckendifferenz zwischen zwei gegebenen Punkten

$$\Delta_{\text{nord}} = B_{x+1} - B_x$$

$$\Delta_{\text{ost}} = B_{y+1} - B_y$$

2. Bestimmung der Vektorlänge L zwischen  $B_x$  und  $B_{x+1}$  bzw.  $B_y$  und  $B_{y+1}$

$$L = \sqrt{(B_{x+1} - B_x)^2 + (B_{y+1} - B_y)^2}$$

3. Streckenlänge  $L_i$  zwischen den Punkten aus den AutoCAD-Zeichnungen ablesen

4. Berechnung der fehlenden x- und y-Koordinaten der Punkte „G“

$$\text{x-Koordinate: } G_{xi} = B_x + (\Delta_{\text{nord}}/L) * (\sum L_i)$$

$$\text{y-Koordinate: } G_{yi} = B_y + (\Delta_{\text{ost}}/L) * (\sum L_i)$$

Aufgrund der durchgeführten Koordinatenkontrollen (siehe Annex 1), sind in seltenen Fällen (z.B. bei den Koordinaten des Punktes B89) Abweichungen von den Werten der Planung zu erkennen. In der Tabelle der Koordinatenermittlung sind diese Stellen rot hinterlegt. Die Fehler sind auf fehlerhafte Messungen der Streckenlängen zwischen den Punkten zurückzuführen. Ein weiterer Grund könnten fehlerhafte Koordinaten der Punkte „B“ an den betroffenen Stellen sein. In Epanet wurden jedoch die Koordinaten der Punkte aus der Planung verwendet. Punkt G406 wurde nicht in Epanet aufgenommen, da seine berechneten Koordinaten keinen Sinn für den Verlauf der Fernwasserleitung ergeben.

Das Reservoir „ReservoirIntake“ versorgt die Fernwasserleitung durchgehend mit Wasser, da ein Reservoir in Epanet eine unendliche Wasserquelle darstellt. Anschließend wurden die Junctions sowie deren Verbindungen untereinander (Pipes) eingegeben.

Zwischen den Knoten G636-G637, G726-G727 und PBT3a-PBT3b sind die drei Druckbrecher lokalisiert, die durch „Pressure Reducing Valves“ (PRV) repräsentiert werden.

Das „Setting“ der Druckbrecher beschreibt den gewünschten Gegendruck im Unterwasser eines Druckbrechers und besitzt die Einheit [m].

„Setting“ der Druckbrecher:

- Druckbrecher 1: 4,5 m
- Druckbrecher 2: 4,5 m
- Druckbrecher 3: 5,5 m

Der „Fixed Status“ wird auf „None“ gesetzt, da unter „Open“ keine Druckreduzierung erfolgt und unter „Closed“ kein Wasser mehr durch die Leitung fließt.

Zur Vervollständigung des Systems speist die Fernwasserleitung im Tal ebenfalls ein Reservoir. Unter „Properties“ des Reservoirs wurde dessen „Total Head“ = 678,261 m gesetzt. Dieser Wert weicht um ca. 0,83 m vom Wert der Planung (679,09 m) ab. Die Abweichung ist durch die bereits oben beschriebenen Abweichungen der Koordinaten von der Planung zu erklären.

Der Einsatz eines „Tanks“ im Tal ist aufgrund der auf Gravitation basierenden Fernwasserleitung und eines (in dieser Thesis vorgeschriebenen) konstanten Durchflusses nicht möglich. Um ein Gleichgewicht zwischen Reibungsverlusten und der vorhandenen Gravitationsenergie herzustellen, würde sich in dem System nicht der vorgeschriebene Durchfluss von  $Q = 200 \text{ l/s}$  einstellen. Dies bedeutet jedoch keinen Fehler im System, da in der Realität der Durchfluss nicht bei konstant 200 l/s liegt. Der Durchfluss ist in der Realität abhängig von der infiltrierten Wassermenge an der Entnahme und unterliegt deshalb großen Schwankungen.

Nur durch Verwendung eines „Flow-Control-Valve“, der nicht den Planungsunterlagen entspräche, könnte ein konstanter Durchfluss in der Leitung bei Verwendung eines Tanks erreicht werden.

### 3.3 Berechnung des Druckverlaufes bei konstantem Durchfluss

Die Berechnung des Druckverlaufes erfolgt in Epanet durch Verwendung der Druckhöhenverlustformel nach William-Hazen (William-Hazen-Koeffizient  $C = 150$  []).

Für die detaillierte Beschreibung der Verluste siehe Kapitel „3.5.2 Verluste“.

Durch den konstanten Durchfluss  $Q$  ( $=200$  l/s) ändert sich der Druckverlauf über die Zeit nicht, sodass die Betrachtung einer Zeitdifferenzierung entfällt.

Tabelle 3-1: „Kurzübersicht Druckverlauf“ zeigt einen Tabellenausschnitt des Druckverlaufes. Die vollständige Tabelle ist dem Annex 2 zu entnehmen.

Node ID	Demand LPS	Head m	Pressure m	Quality
B1	0.00	1322.52	6.31	0.00
G1	0.00	1322.49	6.28	0.00
G2	0.00	1322.41	10.44	0.00
B2	0.00	1322.41	10.94	0.00
G3	0.00	1322.40	12.06	0.00
G4	0.00	1322.38	16.10	0.00
G5	0.00	1322.37	17.66	0.00
G6	0.00	1322.35	19.12	0.00
B3	0.00	1322.34	20.00	0.00
G7	0.00	1322.34	20.00	0.00
G8	0.00	1322.32	22.92	0.00
G9	0.00	1322.30	25.63	0.00
G10	0.00	1322.27	29.19	0.00
B4	0.00	1322.25	31.36	0.00
G11	0.00	1322.24	34.30	0.00

Tabelle 3-1: Kurzübersicht Druckverlauf

In der folgenden Abbildung 3-1: „Druckverlauf“ ist der Verlauf des Drucks, der Energielinie, sowie der Geländehöhe über die gesamte Fernwasserleitung graphisch dargestellt.

Deutlich zu erkennen sind die durch rote Pfeile gekennzeichneten Sprünge des Druckverlaufs (Pressure) und der Energielinie (Head). An diesen Stellen sind die für die Sprünge verantwortlichen Druckbrecher lokalisiert, durch welche Druck bzw. dadurch Energie abgebaut wird.

Vergleicht man weiterhin den Verlauf der Geländehöhe (Elevation) mit dem Druckverlauf, so lässt sich eine eindeutige Abhängigkeit erkennen. In Bereichen abnehmender Geländehöhe steigt der Verlauf des Druckes und umgekehrt.

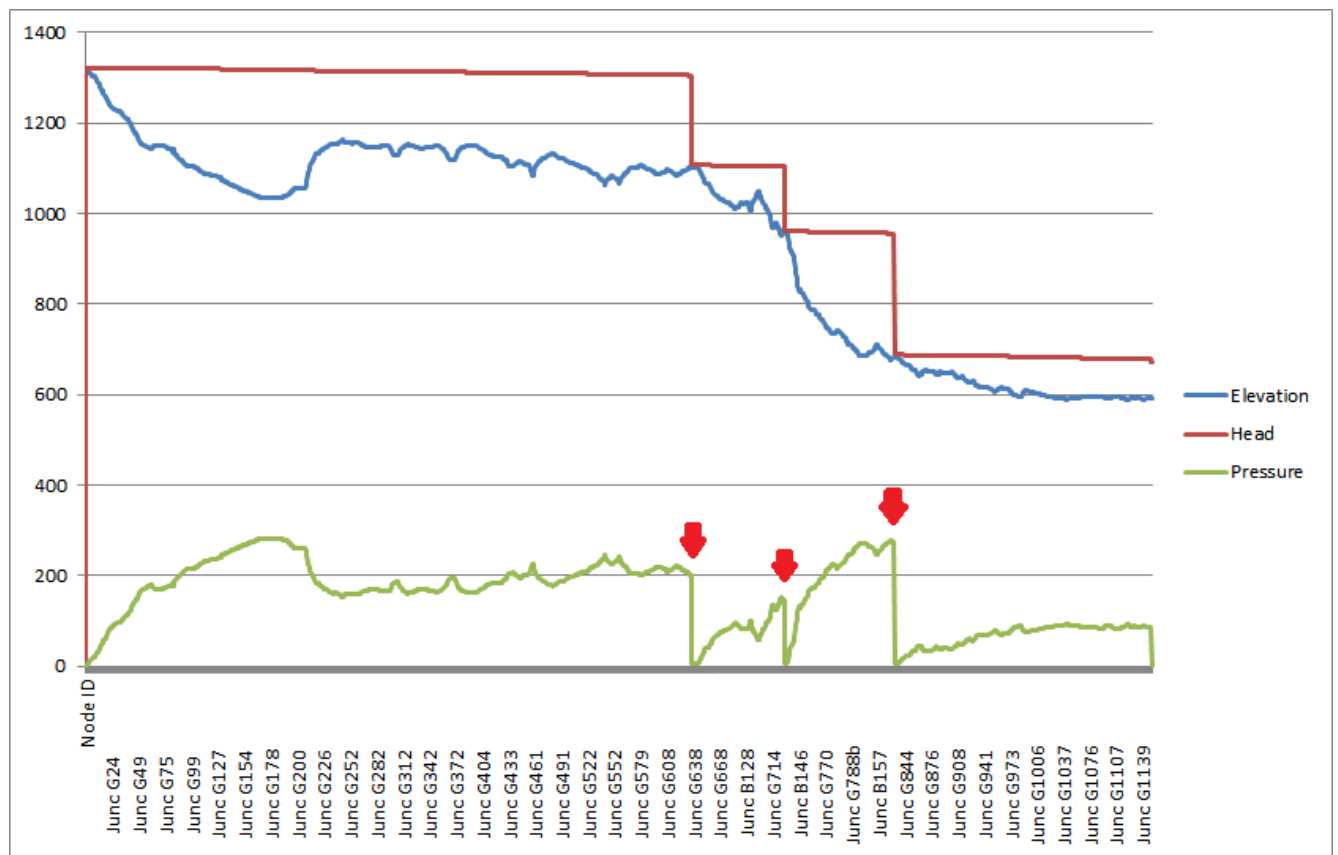


Abbildung 3-1: Druckverlauf

### Vergleich der Ergebnisse von Planung und Epanet

Die folgende Tabelle 3-2: „Druckvergleich Planung und Referenzszenario“ vergleicht die Drücke der Planung und der Berechnungen durch Epanet unmittelbar vor den jeweiligen Druckbrechern.

	Druck in Planung [m]	Druck in Epanet [m]	Differenz [m]
Druckbrecher 1	203,92	202,24	-1,68
Druckbrecher 2	147,34	146,50	-0,84
Druckbrecher 3	274,56	272,70	-1,86

Tabelle 3-2: Druckvergleich Planung und Referenzszenario

Die Tabelle lässt kleine Differenzen erkennen. Wie bereits im Kapitel 3.2.2 „Eingabe der Fernwasserleitung“ erwähnt, sind nur ein Teil der Koordinaten aus den Planungsunterlagen zu entnehmen. Die fehlenden Koordinaten wurden mit Hilfe des Strahlensatzes ermittelt. Die Abweichungen der Drücke könnten somit auf teilweise leicht abweichenden Koordinaten der neu ermittelten Punkte basieren, die wiederum durch fehlerhafte Angaben der Abstände zwischen den Punkten aus den Planungsunterlagen zurückzuführen sind (siehe Kapitel 3.2.2 „Eingabe der Fernwasserleitung“).

## 3.4 Druckstoß

### 3.4.1 Allgemein

Druckschwankungen entstehen u.a. durch Geschwindigkeitsänderungen eines Mediums.

In offenen Gerinnen zeigt sich dies durch eine Erhöhung bzw. Senken des Wasserspiegels.<sup>35</sup>

In geschlossenen Rohrleitungen erfolgt bei einer Erhöhung der Fließgeschwindigkeit eine Umwandlung der Lageenergie (Druckenergie) in Bewegungsenergie. Umgekehrt erfolgt bei einer Verzögerung der Fließgeschwindigkeit eine Umwandlung der Bewegungsenergie in Druckenergie.<sup>36</sup>

Durch eine abrupte und große Verringerung der Fließgeschwindigkeit, z.B. durch das Betätigen einer Absperrarmatur, kommt es zu einem immensen Druckanstieg stromaufwärts dieser Armatur. Man spricht vom sogenannten „Druckstoß“ oder „Wasserhammer“.

Die Größe des entstehenden Druckstoßes hängt maßgeblich von der Schließzeit  $t_s$  der Absperrarmatur ab und kann bei Überdruck zum Platzen, bei Unterschreiten des Innendrucks unter den Umgebungsdruck zum Einbeulen der Rohrleitung führen.<sup>37</sup>

<sup>35</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 240.

<sup>36</sup> Vgl. Kottmann 1992, S. 3.

<sup>37</sup> Vgl. Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004, S. 30.

Die Ursachen eines Druckstoßes sind vielfältig<sup>38</sup>:

- Betätigung von Absperr- oder Regelorganen
- Ein- und Ausschalten von Turbinen und Pumpen
- Zu schnelles Füllen von Rohrleitungen
- Bei ungenügender Entlüftung der Leitung
- Beim pulsierenden Austritt von größeren Luftansammlungen aus der Druckrohrleitung
- Bei Kavitationserscheinungen

### **Joukowsky-Stoß**

Den Extremfall eines Druckstoßes bildet der sogenannte „Joukowsky-Stoß“. Er ist durch die Annahme charakterisiert, dass die Schließzeit der Absperrarmatur  $t_s$  kleiner als die Reflexionszeit der entstehenden Überdruckwelle  $T_R$  ist ( $t_s < T_R$ ).

Das plötzliche Schließen der Armatur hat eine Verzögerung der Fließgeschwindigkeit um  $\Delta v$  zur Folge, wodurch es zu einer Druckerhöhung um  $\Delta p$  auf nun  $p + \Delta p$  kommt.<sup>39</sup> Die kinetische Energie wandelt sich also in Druckenergie um, wodurch es zu einer Erweiterung der Rohrwandung kommt.<sup>40</sup>

Durch die Druckerhöhung (Druckstoß) entsteht eine Überdruckwelle, die entgegengesetzt der eigentlichen Fließrichtung zum Behälter zurückfließt.<sup>41</sup> Die Überdruckwelle besitzt dabei die Druckwellengeschwindigkeit  $a$  [m/s] und benötigt die Laufzeit  $T_L$  [s] bis zum Erreichen des Behälters. Nachdem die Überdruckwelle den Behälter erreicht hat, steht der gesamte Rohrleitungsabschnitt unter dem (Über-)Druck  $p + \Delta p$  und die Fließgeschwindigkeit beträgt  $v = 0$  m/s.

Die Druckwelle wird mit Umkehrung des Vorzeichens (nur bei einem Behälter mit freiem Wasserspiegel) reflektiert.

Der überschüssige Druck in der Leitung wird durch das Zurückströmen des Wassers aus der Leitung in den Behälter abgebaut (potentielle Energie wird wieder in kinetische Energie umgewandelt). Dies hat eine Entlastung der Armatur zur Folge.

Die Zeit bis zum Erreichen ihres Ausgangspunktes (Armatur) bezeichnet man als die Reflexionszeit  $T_R$  [s].

An der Absperrarmatur angekommen, wird die Druckwelle ebenfalls reflektiert, allerdings ohne Vorzeichenumkehr (verschlossenes Ende), wodurch sich ein Unterdruck über die gesamte Leitung bis zum Behälter einstellt.

Der Unterdruck wird durch das Zurückströmen des Wassers in die Leitung abgebaut und der Ausgangszustand ist wieder hergestellt. Anschließend wiederholt sich dieser Zyklus.

---

<sup>38</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 240.

<sup>39</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 246.

<sup>40</sup> Vgl. Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004, S. 30.

<sup>41</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 246.

Im Falle des Joukowsky-Stoßes ist die Schließzeit der Armatur  $t_s$  kleiner als die Reflexionszeit  $T_R$  der Druckwelle ( $t_s < T_R$ ). Eine Entlastung der Armatur durch die an der freien Wasserfläche reflektierten Druckwelle findet nicht statt, und es kommt zu der maximalen Druckstoßhöhe  $\max h_{a, \text{jou}}$ .

Ist die Schließzeit der Armatur dagegen größer als die Reflexionszeit der Druckwelle ( $t_s > T_R$ ) „(...) kommt es zu einer Druckreduzierung durch die Überlagerung der am offenen Ende reflektierten Unterdruckwelle“.<sup>42</sup> Die Druckstoßhöhe  $\max h_a$  entsteht.

Es existieren weitere Theorien zur Berechnung des Druckstoßes u.a. „Druckstoß nach der Theorie der starren Wassersäule“ und „Druckstoß nach der Theorie der elastischen Wassersäule“ auf welche in dieser Thesis jedoch nicht weiter eingegangen wird.

#### Formeln:

Die zur überschlägigen Berechnung des Druckstoßes verwendeten Formeln stammen aus dem Buch „Kleinwasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb“ von Emil Mosonyi, Kapitel 8.3 Dynamische Strömungsvorgänge – Druckstöße in Rohrleitungen, S. 240f.

Druckwellengeschwindigkeit (dickwandiges Rohr)<sup>43</sup>:

$$a = \sqrt{\frac{E_w}{\rho_w}} / \sqrt{1 + 2 * \frac{E_w}{E_r} * \left(1 + \frac{\frac{d_i^2}{sB^2}}{2 * \left(1 + \frac{d_i}{sB}\right)}\right)} \quad [\text{m/s}]$$

Laufzeit der Druckwelle:

$$T_L = l/a \quad [\text{s}]$$

Reflexionszeit:

$$T_R = 2 * T_L = 2 * l/a \quad [\text{s}]$$

Druckstoßhöhe infolge Joukowsky-Stoß:

$$\max h_{a, \text{jou}} = \pm \frac{a * \Delta v}{g} \quad [\text{m}] \quad (t_s < T_R)$$

Druckstoßhöhe unter Berücksichtigung der Schließzeit:

$$\max h_a = \frac{a * \Delta v}{g} * \frac{T_R}{t_s} \quad [\text{m}] \quad (t_s > T_R)$$

$a$  = Druckwellengeschwindigkeit

$E_w$  = Elastizitätsmodul des Wassers

$E_r$  = Elastizitätsmodul des Rohres

$\rho_w$  = Dichte Wasser

$d_i$  = Rohrrinnendurchmesser

<sup>42</sup> Giesecke / Mosonyi 2009, S. 248.

<sup>43</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 245.

$s_B$  = Rohrwanddicke

$l$  = Länge des Rohrleitungsabschnitts

$T_L$  = Laufzeit Druckwelle

$T_R$  = Reflexionszeit

$T_s$  = Schließzeit Absperrarmatur

### 3.4.2 Berechnung Druckstoß

Die exakte Berechnung bzw. Näherung eines Druckstoßes ist sehr aufwendig und „(...) fordert den Einsatz von Computern“<sup>44</sup>, da u.a. hydraulische Verluste berücksichtigt werden müssen. Die folgende Rechnung ist deshalb als „überschlägig“ anzusehen.

Ein Druckstoß könnte in dieser Leitung durch das plötzliche Öffnen der Wash-out-Ventile bei gleichzeitigem Versagen oder Unterdimensionierung der Luftventile entstehen, da das Wasser ausschließlich durch die Gravitationskraft ins Tal gelangt. Jedoch wurden aus Sicherheitsgründen die Öffnungen der Luftventile größer als benötigt dimensioniert, sowie mit jeweils zwei Öffnungen versehen (siehe dazu Kapitel 2.3.3 Fernwasserleitung).<sup>45</sup>

Im Falle der Fernwasserleitung Göygöl→Ganja ist deshalb nur ein Druckstoß aufgrund der Druckbrecher anzunehmen. Im längsten Rohrleitungsabschnitt (Verteilerbauwerk → Druckbrecher1) ist der zu erwartende Druckstoß am größten, da hier die Reflexionszeit maximal wird.

Für die überschlägige Berechnung des Druckstoßes werden die Annahmen nach dem Buch „Kleinwasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb“ von Emil Mosonyi, Kapitel 8.3.2 Druckstoßberechnung, S. 246 getroffen.

#### Technische Daten:

$$E_W = 2,1 \cdot 10^9 \text{ [N/m}^2\text{]}$$

$$E_r = 210 \cdot 10^9 \text{ [N/m}^2\text{]}$$

$$\rho_W = 1000 \text{ [kg/m}^3\text{]}$$

$$d_i = 0,5 \text{ [m]}$$

$$s_B = 0,0063 \text{ [m]} \text{ (PN32)}$$

$$l = 11.827,98 \text{ [m]} \text{ (längster Rohrleitungsabschnitt zwischen Verteilerbauwerk und Druckbrecher 1)}$$

$$v = 1,02 \text{ [m/s]}$$

$$g = 9,81 \text{ [m/s}^2\text{]}$$

$$\text{Druckwellengeschwindigkeit: } a = \sqrt{\frac{E_W}{\rho_W}} / \sqrt{1 + 2 \cdot \frac{E_W}{E_r} \cdot \left(1 + \frac{\frac{d_i^2}{s_B^2}}{2 \cdot \left(1 + \frac{d_i}{s_B}\right)}\right)} = 1079,63 \text{ [m/s]}$$

$$\text{Laufzeit der Druckwelle: } T_L = l/a = 10,96 \text{ [s]}$$

<sup>44</sup> Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004, S. 32, Abs. 3.

<sup>45</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 31, Abs. 2.



Reflexionszeit:  $T_R = 2 \cdot T_L = 2 \cdot l/a = 21,91 \text{ [s]}$

Druckstoßhöhe bei plötzlichem Schließen der Absperrarmatur ( $t_s < T_R$ ):

$$\max h_{a, \text{ jou}} = \pm \frac{a \cdot \Delta v}{g} = 112,26 \text{ [m]}$$

Laut Auto-CAD („25000 PLAN“) herrscht vor dem Druckbrecher 1 (PBT-1) ein statischer Druck von:

$$H = 221,84 \text{ [m]}$$

### **Druckstoßhöhe ohne Berücksichtigung der Armaturenschließzeit**

Das plötzliche Schließen der Absperrarmatur hätte eine Druckerhöhung am Druckbrecher 1 bzw. Turbine 1 zur Folge von:

$$H_{\text{ges}} = 221,84 + 112,26 = 334,10 \text{ [m]}$$

Da die Rohrleitung an diesem Punkt nur auf einen Nenndruck von 32Bar ausgelegt ist (d.h. 320 m Wassersäule), hätte ein Druckstoß ohne Berücksichtigung der Schließzeit negative Auswirkungen auf das Rohr.

### **Druckstoßhöhe unter Berücksichtigung der Armaturenschließzeit**

Druckstoßhöhe unter Berücksichtigung der Schließzeit der Absperrarmatur ( $t_s = 1000 \text{ sek}^{46}$ ,  $t_s > T_R$ ):

$$\max h_a = \frac{a \cdot \Delta v}{g} * \frac{T_R}{t_s} = 2,46 \text{ [m]}$$

Dieser Wert entspricht exakt dem Wert aus dem Design Report (S.31), welcher auf andere Weise berechnet wurde.

### **Ergebnis**

Damit ergibt sich ein Gesamtdruck infolge eines Druckstoßes von:

$$H_{\text{ges}} = 221,84 + 2,46 = 224,30 \text{ [m]}$$

Da die Rohrleitung kurz vor dem Druckbrecher 1 auf einen Nenndruck PN32 ausgelegt ist (320 m Wassersäule), hat der Druckstoß keine negativen Auswirkungen auf die Leitung.

---

<sup>46</sup> Vgl. Mimko / Texnomost 2012, S. 31.

### 3.5 Berechnung der potentiell nutzbaren Energie

#### 3.5.1 Energie des Wassers

Die Energiehöhe  $h_E$  [m] eines Flüssigkeitsteilchens setzt sich aus der Summe von:

- Hydrodynamischem Anteil:  $\frac{v^2}{2 \times g}$
- Hydrostatischem Anteil:  $\frac{p}{\rho \times g}$
- Lageabhängigem Anteil:  $z$

zusammen und wird durch die Bernoulli-Gleichung ausgedrückt<sup>47</sup>:

$$h_E = \frac{v^2}{2 \times g} + \frac{p}{\rho \times g} + z \text{ [m]}$$

$v$  = Fließgeschwindigkeit [m/s]

$g$  = Erdbeschleunigung [m/s<sup>2</sup>]

$p$  = Druck [N/m<sup>2</sup>]

$\rho$  = Dichte [kg/m<sup>3</sup>]

$z$  = geodätische Höhe [m]

#### Potentielle Energie

Die potentielle Energie (= Lageenergie) ist „(...) die mechanische Energie, die ein Wasserkörper aufgrund seiner Lage relativ zu einem sogenannten Bezugsniveau aufweist.“<sup>48</sup>

Die Summe aus dem hydrostatischen und dem lageabhängigen Anteil bildet die potentielle Energiehöhe  $h_p$  [m].

Der Term  $\frac{p}{\rho \times g}$  beschreibt darin die Druckhöhe, die Komponente  $z$  die geodätische Höhe zu dem vorher festgelegten Bezugsniveau.

Die potentielle Energie  $E_p$  berechnet sich daraus für einen Körper im Schwerfeld der Erde mit einer Masse  $m$  zu<sup>49</sup>:

$$E_p = m \times g \times h_p \text{ [Nm]} = \frac{1}{3,6 \times 10^6} \times m \times g \times h_p \text{ [kWh]}$$

---

<sup>47</sup> Vgl. Merkl 2008, S. 963.

<sup>48</sup> Giesecke / Mosonyi 2009, S. 27, Abs. 1.

<sup>49</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 27, Abs. 1.

### **Kinetische Energie**

Die kinetische Energie (= Bewegungsenergie) stellt die mechanische Energie dar, die ein Körper aufgrund seiner Geschwindigkeit relativ zu einem Bezugsniveau enthält.<sup>50</sup>

Der hydrodynamische Anteil der Bernoulli-Gleichung wird auch als „kinetische Energiehöhe“  $h_k$  bezeichnet.

Um die ungleichmäßige Verteilung der Geschwindigkeit über den Rohrquerschnitt zu berücksichtigen, wird oftmals zusätzlich der Korrekturbeiwert (Coriolis-Beiwert)  $a[-]$  verwendet<sup>51</sup>:

$$h_k = a \times \frac{v^2}{2 \times g} \text{ [m]}$$

Die kinetische Energie  $E_K$  berechnet sich daraus für einen Körper mit einer Geschwindigkeit  $v$  und der Masse  $m$ <sup>52</sup>:

$$E_K = \frac{1}{3,6 \times 10^6} \times g \times m \times h_k = \frac{1}{2 \times 3,6 \times 10^6} \times m \times a \times v^2 \text{ [kWh]}$$

### **Nutzbare Gesamtenergie**

Unter der Annahme, dass ideale Zustände (keine Verluste) herrschen, berechnet sich die Gesamtenergie des Wassers zu<sup>53</sup>:

$$E = E_P + E_K = \frac{1}{3,6 \times 10^6} \times g \times m \times (h_p + h_k) \text{ [kWh]}$$

In der Praxis müssen allerdings kontinuierliche Verluste (Verluste entlang des Fließweges, z.B. Wandreibungsverluste) sowie die örtlichen bzw. lokalen Verluste (an bestimmten Punkten, z.B. durch Ventile) berücksichtigt werden. Dies wird im folgenden Kapitel berücksichtigt.

---

<sup>50</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 28.

<sup>51</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 29.

<sup>52</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 28.

<sup>53</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 29.

### 3.5.2 Verluste

Dieses Kapitel stellt die theoretische Ermittlung der Verluste vor. Praktisch werden die Verluste in dieser Arbeit durch Epanet berechnet.

#### Kontinuierliche Verluste

Die kontinuierlichen Verluste  $h_{Kv}$  (infolge Reibung) entlang einer Strecke werden durch Aufsummierung der einzelnen Verlusthöhen nach Darcy-Weisbach bestimmt<sup>54</sup>:

$$h_{Kv} = \sum h_{Kvi} = \sum \lambda_i \times \left(\frac{L}{D}\right) \times \frac{v^2}{2 \times g} \text{ [m]}$$

$\lambda$  = Widerstandsbeiwert [-]

$L$  = Länge des Leitungsabschnittes [m]

$D$  = Rohrdurchmesser [m]

Der Widerstandsbeiwert  $\lambda$  in dieser Gleichung ist abhängig von der dimensionslosen Reynoldszahl  $Re$  [-].

Mit ihrer Hilfe wird die Strömungsart eines Gewässers bestimmt. Man unterscheidet laminare Strömung ( $Re < 2300$ ) von turbulenter Strömung ( $Re > 2300$ ).

In kreisrunden Rohren beträgt die kritische Reynoldszahl ca. 2000, kann jedoch leicht variieren.<sup>55</sup> Man spricht deshalb von einem Übergangsbereich.

Sie hängt ab von:

- der Viskosität des Wassers (kinematische Zähigkeit der Flüssigkeit)  $\nu$  [ $m^2/s$ ],
- der mittleren Fließgeschwindigkeit  $V$  [m/s],
- dem Rohrdurchmesser  $D$  [m]

$$Re = \frac{D \cdot V}{\nu} \text{ [-]}$$

Für laminare Strömung ergibt sich der Widerstandsbeiwert  $\lambda$  nach:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \text{ [-]}$$

Für turbulente Strömung gilt die Prandtl-Colebrook-Gleichung („(...)“ gilt nur für die ausgebildete Strömung in kreisrunden, geraden Druckrohren (...)“<sup>56</sup>):

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left( \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{3,71 \cdot D} \right)$$

$k$  = äquivalente Sandrauigkeit [m]

<sup>54</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 31, Abs. 1.

<sup>55</sup> Vgl. Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004, S. 16, Abs. 2.

<sup>56</sup> Merkl 2008, S. 446.

Eine weitere Formel zur Berechnung der Verlusthöhe infolge Reibung ist die Formel nach William-Hazen. Sie besitzt den Vorteil keine Funktion der Reynolds-Zahl zu sein, ist jedoch nur für turbulente Fließverhältnisse anwendbar. Verlusthöhe nach William-Hazen:

$$h_{Kv} = \sum h_{Kvi} = \frac{10,67 \cdot L \cdot Q^{1,85}}{C^{1,85} \cdot D^{4,87}} \text{ [m]}$$

Der dimensionslose William-Hazen-Koeffizient  $C$  [] kann aus Tabellen für die verschiedenen Rohrmaterialien entnommen werden.

### Lokale Verluste

Die lokalen Verluste hängen im Wesentlichen von der Fließgeschwindigkeit ab und berechnen sich nach<sup>57</sup>:

$$h_{Lv} = \sum h_{Lvi} = \sum C_i \times \frac{v^2}{2 \times g} = \frac{v^2}{2 \times g} \times (C_1 + C_2 + C_3 + \dots C_i) \text{ [m]}$$

$C_i$  ist ein dimensionsloser Beiwert für die verschiedenen Arten von lokalen Verlusten (z.B. Einlass, Auslass, Knicke, Ventile, Verbindungen). Er ist aus Tabellen zu entnehmen.

### Gesamtverlust

Die Summe aus kontinuierlichen und lokalen Verlusten entlang eines Leitungsabschnittes wird als Gesamtverlusthöhe  $h_{\text{Verlust}}$  [m] zusammengefasst.

$$h_{\text{Verlust}} = \sum h_{Lvi} + \sum h_{Kvi} \text{ [m]}$$

## 3.5.3 Fallhöhe

Die Fallhöhe bezeichnet den senkrechten Abstand zwischen zwei Wasserspiegeln (Ober- und Unterwasser), der für die Wasserkraftnutzung wichtig ist. Bei der Energiegewinnung spricht man daher auch vom „abarbeiten“ der Fallhöhe.<sup>58</sup>

Es wird dabei zwischen Bruttofallhöhe  $h_{\text{Brutto}}$  [m] und Nettofallhöhe  $h_{\text{Netto}}$  [m] unterschieden.

Die Bruttofallhöhe  $h_{\text{Brutto}}$  [m] bezeichnet die vertikale Distanz, die das Wasser

- bei Überdruckturbinen zwischen oberer und unterer Wasserspiegelhöhe,
- bei Freistrahlturbinen zwischen oberer Wasserspiegelhöhe und Laufradachse<sup>59</sup>,

zurücklegt.<sup>60</sup> Subtrahiert man von der Bruttofallhöhe die Summe aller über die Fließstrecke entstehenden Verluste, so erhält man die Nettofallhöhe.

$$h_{\text{Netto}} = h_{\text{Brutto}} - \sum h_{\text{Verluste}} \text{ [m]}$$

Die Nettofallhöhe entspricht der für die Turbine und somit der zur Energiegewinnung zur Verfügung stehenden Fallhöhe.

<sup>57</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 30, Abs. 1.

<sup>58</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 28, Abs. 2.

<sup>59</sup> Zanke, Ulrich (2001). Überarbeitete Version von Kobetzek, Tobias (2010/2011): S. 54.

<sup>60</sup> Vgl. Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004, S. 63.

### 3.5.4 Berechnung der potentiell nutzbaren Energie

Durch die Berechnung aller Verluste mit Hilfe von EPANET, entsprechen die Werte „Headloss“ der Druckbrecher 1-3 den dazugehörigen Nettofallhöhen.

Druckhöhe unmittelbar vor den Druckbrechern:

- $h_1 = 202,24 \text{ m}$
- $h_2 = 146,50 \text{ m}$
- $h_3 = 272,71 \text{ m}$

Da nach den Druckbrechern 1 und 2 ein Gegendruck von 0,455 bar (4,55 m) im Unterwasser herrschen muss, ergeben sich die Nettofallhöhen:

- $h_{\text{Netto1}} = 198,24 \text{ m}$
- $h_{\text{Netto2}} = 142,50 \text{ m}$

Im Unterwasser des Druckbrechers 3 soll dagegen ein Gegendruck von 0,55 bar (5,5 m) herrschen, sodass:

- $h_{\text{Netto3}} = 267,76 \text{ m}$

Ohne Berücksichtigung der turbinen- bzw. bauteilspezifischen Wirkungsgrade ergibt sich elektrische Leistung  $P$  von Wasserkraftmaschinen durch<sup>61</sup>:

$$P_i = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto},i} \text{ [kW]}$$

$$P_1 = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto1}} = 388,95 \text{ kW}$$

$$P_2 = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto2}} = 279,59 \text{ kW}$$

$$P_3 = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto3}} = 525,36 \text{ kW}$$

Dies ergäbe eine Gesamtleistung  $P_{\text{Ges}}$ :

$$P_{\text{Ges}} = P_1 + P_2 + P_3 = 1193,9 \text{ kW} = 1,1939 \text{ MW}$$

Durch eine kontinuierliche Nutzung der Wasserkraft im gesamten Jahr (= 8760 h/Jahr) ergibt sich im Jahr die elektrische Energie/Arbeit  $W_{\text{Ges}}$ :

$$W_{\text{Ges}} = 1,1939 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h/Jahr} \approx 10.446,63 \text{ MWh/Jahr} \approx 10,45 \text{ GWh/Jahr}$$

Durch den Einsatz der im nächsten Kapitel vorgestellten Anlagenbauteile von Wasserkraftmaschinen und deren dazugehörigen Wirkungsgrade wird sich die ermittelte Leistung bzw. elektrische Energie allerdings reduzieren.

---

<sup>61</sup> Zanke, Ulrich (2001). Überarbeitete Version von Kobetzek, Tobias (2010/2011): S. 54.

## 4 AUSWAHL EINES GEEIGNETEN TURBINENTYPS UND BERECHNUNG DER LEISTUNG

### 4.1 Generelles

„Unter hydraulischen Maschinen versteht man im Allgemeinen Maschinen, durch die dem durchströmenden Wasser über das Laufrad, Wasserrad o.Ä. Energie entzogen und diese über eine Welle sowie gegebenenfalls über ein Getriebe durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt wird.“<sup>62</sup>

Die Unterteilung von Wasserkraftanlagen kann durch unterschiedliche Gesichtspunkte erfolgen.

Es existieren die Einteilungen nach<sup>63</sup>:

- Topographischen Gesichtspunkten
- Nutzfallhöhe
- Energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten
- Betriebsweise
- Installierter Leistung
- Wasserwirtschaftlichen Gesichtspunkten

Die Kleinwasserkraft ist durch ihre installierte Leistung definiert. Allerdings gibt es zwischen den EU-Mitgliedsstaaten keine einheitliche Leistungsobergrenze. Die Leistungsobergrenzen schwanken je Land zwischen 1,5 MW (Schweden) und 12 MW (Frankreich).

Die UNIPED (United Nations Institution of Producers and Distributors of Electricity), die ESHA (European Small Hydropower Association), die Europäische Kommission, sowie 6 EU-Mitgliedsstaaten akzeptieren eine Anlage mit einer Leistungsobergrenze von 10 MW oder weniger als „klein“.<sup>64</sup>

Im Folgenden wird auf die Unterscheidung von Turbinenarten nach DIN 4320: „Wasserturbinen; Benennung nach der Wirkungsweise und nach der Bauart“, sowie die aufgrund der hohen Fallhöhe bei gleichzeitig geringem Durchfluss infrage kommende Pelton turbine, sowie Francis turbine eingegangen.

---

<sup>62</sup> Giesecke / Mosonyi 2009, S. 509, Abs. 1.

<sup>63</sup> Vgl. Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004, S. 3, Abs. 1.

<sup>64</sup> Vgl. Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004, S. 3, Abs. 1.

## 4.2 Turbinenarten

DIN 4320 unterscheidet zwei Arten von Turbinen hinsichtlich ihrer Wirkungsweise und Bauart, um die potentielle Energie des Wassers in mechanische Energie umzuwandeln.<sup>65</sup> Es wird zwischen Gleichdruckturbinen und Überdruckturbinen unterschieden, die im Folgenden vorgestellt werden.

### 4.2.1 Gleichdruckturbinen

Die Gleichdruckturbine (Impulsturbine) ist dadurch gekennzeichnet, dass die vorhandene Druckhöhe (Fallhöhe) bereits vor dem Laufradeintritt vollständig in kinetische Energie (Geschwindigkeitshöhe) umgewandelt wird. Damit herrscht unmittelbar vor und hinter dem Laufrad der gleiche statische Druck (Atmosphärendruck).

Das Wasser umströmt dabei nicht das gesamte Laufrad, sondern trifft nur auf becherförmige Schaufeln oder Leitschaufeln.

Turbinen die nach dem Gleichdruckprinzip arbeiten:

- Peltonturbine
- Durchströmturbine
- Turgo Turbine

### 4.2.2 Überdruckturbine

Überdruckturbinen sind im Gegensatz zu Gleichdruckturbinen dadurch gekennzeichnet, dass der statische Druck (Wasserdruck) beim Eintritt in die Turbine höher ist als beim Austritt. Es herrscht also eine Druckdifferenz.

Ein weiteres Merkmal von Überdruckturbinen ist, dass das Laufrad vollständig umströmt ist (vollbeaufschlagt) und es durch eventuelles Eintauchen in das Unterwasser einen Gegendruck erfahren kann (kein Freihang).<sup>66</sup> Die Umwandlung der Druckenergie in kinetische Energie erfolgt bei einer Überdruckturbine im Leit- und Laufrad.<sup>67</sup>

Durch den Einsatz eines Saugrohres wird der Druck kurz hinter der Turbine weiter reduziert. Durch den entstehenden Druckverlust wird der Durchfluss gesteigert und das Laufrad dreht schneller.

Eine weitere Funktion des Saugrohres ist die Umwandlung der Geschwindigkeitsenergie zurück in Druckenergie auf dem Weg in das Unterwasser.

Turbinen, die nach dem Überdruckprinzip arbeiten:

- Kaplan turbine
- Francisturbine

---

<sup>65</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 509.

<sup>66</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 510.

<sup>67</sup> Vgl. Sigloch 2006, S. 217.



### 4.3 Berechnung der elektrischen Leistung einer Wasserkraftanlage

Die Leistung einer Turbine hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:

- dem Durchfluss  $Q$  [m<sup>3</sup>/s]
- der Nettofallhöhe  $h_{\text{Netto}}$  [m]
- dem Turbinenwirkungsgrad  $\eta_T$  [%]
- der Erdbeschleunigung  $g$  [m/s<sup>2</sup>]
- der Dichte des Fluids  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>]

Die Formel zur Bestimmung der Turbinenleistung  $P_{\text{Turbine}}$  lautet:

$$P_{\text{Turbine}} = \rho * g * Q * h_{\text{Netto}} * \eta_T \text{ [W]}$$

Durch ein Getriebe werden die Drehungen des Turbinenlaufrads auf einen Generator übertragen. Allerdings existieren auch Ausführungen, in denen das Turbinenlaufrad direkt auf einer verlängerten Generatorwelle aufsitzt. Durch diese Bauweise wird ein Getriebe überflüssig. Am Generator erfolgt die Umwandlung der mechanischen Leistung in elektrische Leistung.

Durch den eventuellen Einsatz eines Getriebes sowie des Generators kommt es zu weiteren Verlusten, die ebenfalls durch Wirkungsgrade ( $\eta_{\text{Getriebe}}$ ,  $\eta_G$ ) in die Gleichung einfließen.

Die an den Generatorklemmen abgegebene elektrische Leistung wird als Bruttoleistung bezeichnet.<sup>68</sup>

$$P_{\text{elektrisch,Brutto}} = \rho * g * Q * h_{\text{Netto}} * \eta_T * \eta_{\text{Getriebe}} * \eta_G \text{ [W]}$$

Weitere Verluste ergeben sich durch die Umspannanlage und den dazugehörigen Leitungen (Wirkungsgrad  $\eta_{\text{Trafo}}$ ), sowie durch die Eigenversorgung der Anlage inklusive ihrer Hilfs- und Nebenanlagen (Wirkungsgrad  $\eta_{\text{Eig}}$ ).

Die Nettoleistung definiert die elektrische Leistung, „(...) die an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators abgegeben wird, verringert um den elektrischen Leistungsbedarf aller Hilfs- und Nebenanlagen“.<sup>69</sup>

$$P_{\text{elektrisch,Netto}} = \rho * g * Q * h_{\text{Netto}} * \eta_T * \eta_{\text{Getriebe}} * \eta_G * \eta_{\text{Trafo}} * \eta_{\text{Eig}} \text{ [W]}$$

Die einzelnen Wirkungsgrade können im Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{\text{ges}}$  zusammengefasst werden:

$$\eta_{\text{Ges}} = \eta_T * \eta_{\text{Getriebe}} * \eta_G * \eta_{\text{Trafo}} * \eta_{\text{Eig}}$$

sodass:

$$P_{\text{elektrisch,Netto}} = \rho * g * Q * h_{\text{Netto}} * \eta_{\text{ges}} \text{ [W]}$$

<sup>68</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 31.

<sup>69</sup> Giesecke / Mosonyi 2009, S. 31.

$\eta_T$  = Wirkungsgrad der Turbine [%]

$\eta_{\text{Getriebe}}$  = Wirkungsgrad des Getriebes [%]

$\eta_G$  = Wirkungsgrad des Generators [%]

$\eta_{\text{Trafo}}$  = Wirkungsgrad der Umspannanlage, Leitungen [%]

$\eta_{\text{Eig}}$  = Eigenversorgung der Wasserkraftanlage [%]

In Kapitel 4.5.1 wird anhand dieser Formel die Leistung der gewählten Turbine berechnet.

#### 4.4 Gewählter Turbinentyp für das Projekt

Die Auswahl eines Turbinentyps hängt im Wesentlichen von der Bemessungsfallhöhe (= Nettofallhöhe) sowie dem Bemessungsdurchfluss  $Q$  (Durchfluss) ab. Jedoch müssen Drehzahl, Kavitationsproblematik und Kosten ebenfalls berücksichtigt werden.<sup>70</sup>

Der Bemessungsdurchfluss wird in der Realität mit der Wasserverfügbarkeit an den Entnahmestellen stark schwanken. In dieser Betrachtung wird er jedoch mit konstant  $Q = 0,2 \text{ m}^3/\text{s}$  angenommen. Die Fallhöhen 1-3 liegen zwischen 142,5 m und 267,76 m (siehe Kapitel 3.5.3. Fallhöhe) und sind damit relativ hoch. Diese Werte liegen im Bereich einer Francis- oder Pelton turbine.

Als Richtlinie zur Auswahl eines geeigneten Turbinentyps dient die Abbildung 6.26 „Einsatzbereich von Turbinentypen“ auf Seite 192 des Buches „Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb“ von Giesecke/Mosonyi (2009). Der konstante Durchfluss sowie die zur Verfügung stehenden Fallhöhen (vgl. Kapitel 3.5.4 Berechnung der potentiell nutzbaren Energie) liegen hier im Bereich der Pelton turbine. Allerdings können sich die Einsatzbereiche herstellerepezifisch unterscheiden.<sup>71</sup>

Die Pelton turbine besitzt gegenüber der Francis turbine den Vorteil, durch ihren flachen Wirkungsgradverlauf sowie die Regulierbarkeit ihrer Düsen (siehe folgendes Kapitel), stark schwankende Zuflüsse besser kompensieren zu können.<sup>72</sup> Da in der Realität, wie bereits beschrieben, hohe Durchflussschwankungen in der Leitung zu erwarten sind, ist dies ein nicht unerhebliches Argument. Weitere Argumente für den Einsatz von Pelton turbinen sind ihre geringen Investitionskosten<sup>73</sup>, sowie gute Wartungs- und Reparaturmöglichkeiten durch gute Erreichbarkeit der Turbinenbauteile.<sup>74</sup>

Für die Ermittlung der elektrischen Leistung werden in dieser Thesis deshalb, anstelle der 3 Druckbrecher, 3 Pelton turbinen zum Einsatz kommen, die im Folgenden näher beschrieben werden.

<sup>70</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 191.

<sup>71</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 193.

<sup>72</sup> Zanke, Ulrich (2001). Überarbeitete Version von Kobetzek, Tobias (2010/2011): S. 57.

<sup>73</sup> Zanke, Ulrich (2001). Überarbeitete Version von Kobetzek, Tobias (2010/2011): S. 57.

<sup>74</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 598.

#### 4.4.1 Pelton turbine

Die Pelton turbine wird auch als Freistrahlturbine bezeichnet und ist eine Form der Gleichdruckturbine. Sie kommt bei geringen bis mittleren Durchflüssen sowie relativ großen Fallhöhen zum Einsatz (bis 2000 m).

Die durch eine oder mehrere Düsen entstehenden Wasserstrahlen treffen tangential und mit hoher Geschwindigkeit auf sogenannte Becherschaufeln, die „(...) am Außenring des Laufrades (...)“<sup>75</sup> angebracht sind.

Der Durchfluss kann dabei durch Nadelventile (längslaufende Düsennadeln) in den Düsen reguliert werden.

Jeder Becher besitzt eine Mittelschneide, wodurch der Wasserstrahl in zwei Strahlhälften geteilt wird.<sup>76</sup> An der Becherrückwand werden die Strahlen um annähernd 180° umgelenkt und die kinetische Energie des Wassers wird in die Impulskraft  $F$  überführt, die auf die Becherschaufel und damit auf das Laufrad wirkt.<sup>77</sup> Die Impulskraft ist abhängig von:

- der Umfangsgeschwindigkeit  $u$  des Laufrades,
- dem Durchfluss  $Q$ ,
- der Dichte des Fluides  $\rho$ ,
- der Geschwindigkeit des Wasserstrahls  $v$ .

$$F = \rho \cdot Q \cdot (v - u)^{78}$$

Zur Optimierung der Leistung sollte die Umfangsgeschwindigkeit  $u$  des Laufrades die Hälfte der Wasserstrahlgeschwindigkeit  $v$  betragen.<sup>79</sup>

Nach Verlassen der Becherschaufeln fällt das Wasser anschließend „druckfrei“ (es herrscht Atmosphärendruck) in das Unterwasser.

Damit das Laufrad keinen Gegendruck erfährt, muss darauf geachtet werden, dass das Laufrad nicht in das Unterwasser eintaucht. Ein vom Hersteller vorgegebener „Freihang“ (Abstand vom Laufrad zum Unterwasserspiegel) muss deshalb immer eingeplant bzw. eingehalten werden.<sup>80</sup>

Pelton turbinen werden hinsichtlich der Anordnung ihres Laufrads unterschieden. Die Anordnung des Turbinenlaufrads hängt von der Durchsatzmenge sowie der Fallhöhe ab.<sup>81</sup>

Eine horizontalachsige Pelton kommt meist bei kleineren Anlagen sowie Kleinwasserkraftanlagen zum Einsatz.<sup>82</sup> In der Regel besitzt eine solche Turbine ein bis zwei Düsen je Laufrad, da durch den

<sup>75</sup> Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004, S. 170.

<sup>76</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 594.

<sup>77</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 594.

<sup>78</sup> Zanke, Ulrich (2001). Überarbeitete Version von Kobetzek, Tobias (2010/2011): S. 60.

<sup>79</sup> Zanke, Ulrich (2001). Überarbeitete Version von Kobetzek, Tobias (2010/2011): S. 60.

<sup>80</sup> Vgl. Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftwerken 2004 S. 173.

<sup>81</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 594.

<sup>82</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 594.

Einsatz zusätzlicher Düsen das Abwasser auf das Laufrad zurückfallen würde. Sollten zwei Düsen aufgrund eines zu großen Durchflusses nicht ausreichen, kommen in seltenen Fällen auch sogenannte „(...) parallel laufende Zwillingturbinen (...)“<sup>83</sup> zum Einsatz. Sie besitzen pro Welle zwei Laufräder. Eine vertikalachsige Pelton kommt dagegen bei großer Fallhöhe und hoher Durchsatzmenge zum Einsatz und kann bis zu sechs Düsen besitzen.

### **Druckstoßvermeidung und Turbinenabschaltung im Notfall**

Da die Größe eines Druckstoßes maßgeblich von der Schließzeit einer Absperrarmatur abhängt (vgl. Kapitel 3.4 Druckstoß), sollten in einem eventuellen Notfall die Düsen der Pelton-turbine durch die Düsennadeln langsam geschlossen werden.

Sollte ein plötzliches Abschalten der Turbine erforderlich werden (z.B. Lastabwurf infolge Netzausfall) kann der durch die Düsen entstehende Wasserstrahl durch einen Strahlablenker abgelenkt bzw. vollständig umgelenkt werden.<sup>84</sup> Durch diese Maßnahme bleibt der Durchfluss konstant, während das Turbinenlaufrad nicht weiter angetrieben wird.

Ist ein konstanter Durchfluss nicht erforderlich, wird der Strahl durch den Strahlablenker abgelenkt bzw. umgelenkt, und die Düsen können langsam geschlossen werden.

Weiterhin kann das Turbinenlaufrad durch eine Bremsdüse, deren Wasserstrahl auf die Becherrückseite gerichtet ist, oder durch den Einsatz einer mechanischen Bremse abgebremst werden.<sup>85</sup>

### **Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen**

Da die Fernwasserleitung durch ein Naturschutzgebiet verläuft, müssen Maßnahmen zur Vermeidung von Umweltbeeinträchtigungen besonders berücksichtigt werden.

Da sich ein Schmiermittelaustritt aus den Lagern einer Turbine nicht vollständig vermeiden lässt, könnten in diesem Projekt biologisch abbaubare Schmiermittel, im Gegensatz zu Schmiermitteln auf Mineralölbasis, zum Einsatz kommen. Diese Schmiermittel bestehen auf der Basis natürlicher Öle und Ester.<sup>86</sup> Sie erfordern jedoch den Einsatz von Filtern und müssen für den dauerhaften Betrieb der Anlage die nötigen Eigenschaften besitzen.<sup>87</sup>

Eine weitere Möglichkeit besteht in der Verwendung wasser- oder selbstschmierender Gleitlager, die sich durch eine lange Lebensdauer sowie geringe Wartungsarbeiten auszeichnen. Die genaue Funktionsweise dieser Gleitlager ist dem Buch „Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb“ von Giesecke/Mosonyi (2009) auf Seite 544 zu entnehmen.

---

<sup>83</sup> Giesecke / Mosonyi 2009, S. 594.

<sup>84</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 550.

<sup>85</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 594.

<sup>86</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 544.

<sup>87</sup> Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S. 544.

### **Verwendung des produzierten Stroms**

Die Nutzung des produzierten Stroms ist anlagenspezifisch. Sie hängt von der Höhe der Vergütung für Strom aus Wasserkraftanlagen im Gegensatz zum „normalen“ Strompreis ab. Ist die Vergütung von Strom aus Wasserkraftanlagen höher angesetzt als der Strompreis, ist ein Verkauf des überschüssigen (Eigenverbrauch der Anlage muss berücksichtigt werden) Stroms bzw. eine Netzeinspeisung sinnvoll.<sup>88</sup> Liegt die Vergütung unter dem Strompreis ist eine Eigennutzung des Stromes sinnvoller.

Ein weiteres Argument zur Nutzung des Stroms aus Wasserkraft stellt die Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen dar. Mit dem Hintergrund die länderspezifischen Ziele zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen verwirklichen zu können, bietet die Nutzung von Strom aus Wasserkraftanlagen einen besonderen Anreiz.

### **4.5 Vorstellung des Angebotes des Turbinenherstellers „Andritz-Hydro AG“**

Die vorliegenden Erfahrungswerte stammen von dem Turbinenhersteller „Andritz-Hydro AG“ und umfassen mögliche unverbindliche Ausführungen im Rahmen der zur Verfügung stehenden Daten. Wie bereits in Kapitel 4.4 „Gewählter Turbinentyp für das Projekt“ angenommen, empfiehlt der Hersteller ebenfalls den Einsatz von Pelton-turbinen.

Für die Fallhöhe  $h_{\text{Netto}3} = 267,76$  m existieren keine separaten Erfahrungswerte, da laut Hersteller die Bauart dieser Turbine mit der Bauart der Turbine für die Nettofallhöhe  $h_{\text{Netto}1} = 198,24$  m identisch ist. Zur Vollständigkeit sind im Folgenden die Nachträglich von Andritz-Hydro zur Verfügung gestellten Daten der Turbine 3 aufgeführt:

#### **Turbine Pelton Typ H3-G1-2**

- Statische Fallhöhe: 285 m
- Nettofallhöhe: 267,76 m
- Durchfluss Vollast: 0,2 m<sup>3</sup>/s
- Wirkungsgrad Turbine ( $Q=0,2\text{m}^3/\text{s}$ ) 89,47%
- Wirkungsgrad Generator (Vollast) 95,4%

Laut Hersteller ist der Preis, sowie der Lieferumfang mit der Hauptofferte (Turbine 1,  $h_{\text{Netto}1} = 198,24$  m) identisch.

---

<sup>88</sup> Vgl. Plath / Wichmann / Ludwig 2010, S. 110.

Entgegen der Aussage 4.4.1 „Peltonturbine“ (Vgl. Giesecke / Mosonyi 2009, S 594, Abs.2) wird für die geringere Nettofallhöhe  $h_{\text{Netto}2} = 142,50 \text{ m}$  eine vertikalachsige, für die größeren Nettofallhöhen  $h_{\text{Netto}1} = 198,24 \text{ m}$  und  $h_{\text{Netto}3} = 267,76 \text{ m}$  eine horizontalachsige Peltonturbine empfohlen. In allen 3 Fällen sind die Turbinen für den Direktantrieb eines Generators ausgelegt. Dies erfolgt laut Hersteller über eine verlängerte Generatorwelle mittels Spannelement. Der Einsatz eines Getriebes bzw. Riemenantriebs ist somit nicht nötig.

Die angegebene Leistung in den Angeboten bezieht sich auf die Leistung an der Turbinenwelle. Durch die Wirkungsgrade der Generatoren sowie der Umspannanlage, Leitungen und Eigenverbrauch der Anlage wird sich der angegebene Wert etwas verringern. Die Berechnungen und Annahmen dazu sind auf den folgenden Seiten aufgeführt.

Da das Wasser nach Verlassen der Peltonturbinen „druckfrei“ (es herrscht Atmosphärendruck) in das Unterwasser fällt, ein Gegendruck jedoch laut Planung erforderlich ist (siehe Kapitel 3.5.4 „Berechnung der potentiell nutzbaren Energie“), könnte der Wasserstand des Unterwassers an die jeweiligen Anforderungen angepasst werden. Die erforderlichen Wasserstände wären:

- $h_{\text{Unterwasser}1} = 4,55 \text{ m}$
- $h_{\text{Unterwasser}2} = 4,55 \text{ m}$
- $h_{\text{Unterwasser}3} = 5,50 \text{ m}$

#### 4.5.1 Berechnung der Leistung und Jahresarbeit

Die Berechnung der Leistung erfolgt auf Basis von Erfahrungswerten des Turbinenherstellers „Andritz-Hydro AG“ sowie nach Kapitel 4.3 „Berechnung der Leistung einer Wasserkraftanlage“:

##### Turbine 1:

- Horizontale Compact Pelton Turbine Typ
- Nettofallhöhe  $h_{\text{Netto1}} = 198,24 \text{ [m]}$
- Durchfluss Vollast  $Q = 0,2 \text{ [m}^3/\text{s]}$
- Turbinenwirkungsgrad bei 100% Last  $\eta_T = 90,2 \text{ [%]}$
- Wirkungsgrad des Generator bei Nennleistung  $\eta_G = 95,4 \text{ [%]}$

Die Turbinenleistung  $P_{\text{Turbine1}}$  ergibt sich aus der Gleichung:

$$P_{\text{Turbine1}} = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto1}} \cdot \eta_T \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{Turbine1}} = \frac{1}{1000} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,2 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 198,24 \text{ m} \cdot 0,902 \approx \underline{\underline{351 \text{ kW}}}$$

Laut Hersteller wird der Gesamtwirkungsgrad der Anlage  $\eta_{\text{Ges}}$  durch das Produkt von Turbinenwirkungsgrad und Generatorwirkungsgrad bestimmt:

$$\eta_{\text{Ges, Anlage}} = \eta_T \cdot \eta_G \text{ [%]}$$

$$\eta_{\text{Ges, Anlage}} = 86,1 \text{ [%]}$$

Daraus erfolgt die Ermittlung der elektrischen Bruttoleistung  $P_{\text{elektrisch, Brutto}}$

$$P_{\text{elektrisch, Brutto1}} = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto1}} \cdot \eta_{\text{Ges, Anlage}} \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{elektrisch, Brutto1}} = \frac{1}{1000} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,2 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 198,24 \text{ m} \cdot 0,861 \approx \underline{\underline{334,9 \text{ kW}}}$$

Um die Nettoleistung  $P_{\text{elektrisch, Netto}}$  ermitteln zu können, wird der Wirkungsgrad der Umspannanlage, Leitungen etc.  $\eta_{\text{Trafo}}$ , sowie der Wirkungsgrad  $\eta_{\text{Eig}}$  (Eigenversorgung der Wasserkraftanlage) benötigt. Aufgrund fehlender Informationen werden diese Wirkungsgrade dem Buch „Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb“ von Emil Mosonyi und Jürgen Giesecke auf Seite 32 entnommen:

$$\eta_{\text{Trafo}} = 0,980\text{-}0,995 \rightarrow \text{gewählter Wirkungsgrad } \eta_{\text{Trafo}} = 0,988$$

$$\eta_{\text{Eig}} = 0,990\text{-}0,995 \rightarrow \text{gewählter Wirkungsgrad } \eta_{\text{Eig}} = 0,993$$

Die Nettoleistung ergibt sich daraus zu:

$$P_{\text{elektrisch, Netto1}} = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto1}} \cdot \eta_{\text{Ges, Anlage}} \cdot \eta_{\text{Trafo}} \cdot \eta_{\text{Eig}} \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{elektrisch, Netto1}} = \frac{1}{1000} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,2 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 198,24 \text{ m} \cdot 0,861 \cdot 0,988 \cdot 0,993 \approx \underline{\underline{329 \text{ kW}}}$$

**Turbine 2:**

- Vertikale Compact Pelton Turbine
- Nettofallhöhe  $h_{\text{Netto2}} = 142,50 \text{ [m]}$
- Durchfluss Vollast  $Q = 0,2 \text{ [m}^3/\text{s]}$
- Turbinenwirkungsgrad bei 100% Last  $\eta_T = 90,1 \text{ [%]}$
- Wirkungsgrad des Generator bei Nennleistung  $\eta_G = 95,8 \text{ [%]}$

Die Berechnung der Leistung erfolgt analog zur vorherigen Leistungsberechnung der Turbine 1. Die Annahmen der Wirkungsgrade  $\eta_{\text{Trafo}}$  und  $\eta_{\text{Eig}}$  werden ebenfalls übernommen.

Die Turbinenleistung  $P_{\text{Turbine2}}$ :

$$P_{\text{Turbine2}} = \frac{1}{1000} * \rho * g * Q * h_{\text{Netto2}} * \eta_T \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{Turbine2}} = \frac{1}{1000} * 1000 \text{ kg/m}^3 * 9,81 \text{ m/s}^2 * 0,2 \text{ m}^3/\text{s} * 142,50 \text{ m} * 0,901 \approx \underline{\underline{252 \text{ kW}}}$$

Gesamtwirkungsgrad der Anlage  $\eta_{\text{Ges, Anlage}}$ :

$$\eta_{\text{Ges, Anlage}} = \eta_T * \eta_G \text{ [%]}$$

$$\eta_{\text{Ges, Anlage}} = 86,3 \text{ [%]}$$

Die elektrische Bruttoleistung  $P_{\text{elektrisch, Brutto2}}$ :

$$P_{\text{elektrisch, Brutto2}} = \frac{1}{1000} * \rho * g * Q * h_{\text{Netto2}} * \eta_{\text{Ges, Anlage}} \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{elektrisch, Brutto2}} = \frac{1}{1000} * 1000 \text{ kg/m}^3 * 9,81 \text{ m/s}^2 * 0,2 \text{ m}^3/\text{s} * 142,50 \text{ m} * 0,863 \approx \underline{\underline{241 \text{ kW}}}$$

Die elektrische Nettogleistung  $P_{\text{elektrisch, Netto2}}$ :

$$P_{\text{elektrisch, Netto2}} = \frac{1}{1000} * \rho * g * Q * h_{\text{Netto2}} * \eta_{\text{Ges, Anlage}} * \eta_{\text{Trafo}} * \eta_{\text{Eig}} \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{elektrisch, Netto2}} = \frac{1}{1000} * 1000 \text{ kg/m}^3 * 9,81 \text{ m/s}^2 * 0,2 \text{ m}^3/\text{s} * 142,50 \text{ m} * 0,863 * 0,988 * 0,993 \approx \underline{\underline{237 \text{ kW}}}$$



**Turbine 3:**

- Horizontale Compact Pelton Turbine
- Nettofallhöhe  $h_{\text{Netto}3} = 267,76 \text{ [m]}$
- Durchfluss Volllast  $Q = 0,2 \text{ [m}^3/\text{s]}$
- Turbinenwirkungsgrad bei 100% Last  $\eta_T = 89,47 \text{ [%]}$
- Wirkungsgrad des Generator bei Nennleistung  $\eta_G = 95,4 \text{ [%]}$

Die Berechnung der Leistung erfolgt analog zur vorherigen Leistungsberechnung der Turbine 1. Die Annahmen der Wirkungsgrade  $\eta_{\text{Trafo}}$  und  $\eta_{\text{Eig}}$  werden ebenfalls übernommen.

Die Turbinenleistung  $P_{\text{Turbine}3}$ :

$$P_{\text{Turbine}3} = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto}3} \cdot \eta_T \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{Turbine}3} = \frac{1}{1000} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,2 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 267,76 \text{ m} \cdot 0,8947 \approx \underline{\underline{470 \text{ kW}}}$$

Gesamtwirkungsgrad der Anlage  $\eta_{\text{Ges, Anlage}}$ :

$$\eta_{\text{Ges, Anlage}} = \eta_T \cdot \eta_G \text{ [%]}$$

$$\eta_{\text{Ges, Anlage}} = 85,4 \text{ [%]}$$

Die elektrischen Bruttoleistung  $P_{\text{elektrisch, Brutto}3}$ :

$$P_{\text{elektrisch, Brutto}3} = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto}3} \cdot \eta_{\text{Ges, Anlage}} \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{elektrisch, Brutto}3} = \frac{1}{1000} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,2 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 267,76 \text{ m} \cdot 0,854 \approx \underline{\underline{449 \text{ kW}}}$$

Die elektrische Nettoleistung  $P_{\text{elektrisch, Netto}3}$ :

$$P_{\text{elektrisch, Netto}3} = \frac{1}{1000} \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot h_{\text{Netto}3} \cdot \eta_{\text{Ges, Anlage}} \cdot \eta_{\text{Trafo}} \cdot \eta_{\text{Eig}} \text{ [kW]}$$

$$P_{\text{elektrisch, Netto}3} = \frac{1}{1000} \cdot 1000 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,2 \text{ m}^3/\text{s} \cdot 267,76 \text{ m} \cdot 0,854 \cdot 0,988 \cdot 0,993 \approx \underline{\underline{440 \text{ kW}}}$$

**Ermittlung der Jahresarbeit W**

Da die Fernwasserleitung an 24 h/Tag, an 365 Tagen/Jahr betrieben wird, berechnet sich die Jahresarbeit W [kWh] durch:

$$W = P_{\text{elektrisch, Netto,i}} * \Delta t \text{ [kWh]}$$

$\Delta t = \text{Zeitspanne [h/Jahr]}$

$$\Delta t = 24 \text{ h/Tag} * 365 \text{ Tage/Jahr} = 8760 \text{ h/Jahr}$$

Turbine 1:

$$\begin{aligned} W_1 &= 329 \text{ kW} * 8760 \text{ h/Jahr} = 2.882.040 \text{ kWh/Jahr} \\ &= \underline{\underline{2882,04 \text{ MWh/Jahr}}} \end{aligned}$$

Turbine 2:

$$\begin{aligned} W_2 &= 237 \text{ kW} * 8760 \text{ h/Jahr} = 2.076.120 \text{ kWh/Jahr} \\ &= \underline{\underline{2076,12 \text{ MWh/Jahr}}} \end{aligned}$$

Turbine 3:

$$\begin{aligned} W_3 &= 440 \text{ kW} * 8760 \text{ h/Jahr} = 3.854.400 \text{ kWh/Jahr} \\ &= \underline{\underline{3854,40 \text{ MWh/Jahr}}} \end{aligned}$$

Gesamte Jahresarbeit  $W_{\text{Ges}}$  aller Anlagen:

$$\begin{aligned} W_{\text{Ges}} &= W_1 + W_2 + W_3 = 2.882.040 \text{ kWh/Jahr} + 2.076.120 \text{ kWh/Jahr} + 3.854.400 \text{ kWh/Jahr} \\ &= \underline{\underline{8.812.560,00 \text{ kWh/Jahr}}} \\ &= \underline{\underline{8.812,56 \text{ MWh/Jahr}}} \end{aligned}$$

## 5 KOSTENANALYSE

Um die Wirtschaftlichkeit einer Wasserkraftanlage beurteilen zu können, ist die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse bzw. Wirtschaftlichkeitsanalyse notwendig.

### Theoretische Ermittlung der Kosten

Die anfallenden Kosten einer Wasserkraftanlage lassen sich unterteilen in Investitions- und Betriebskosten.

Die Investitionskosten bezeichnen die bei der Anschaffung und Errichtung einer Anlage anfallenden Kosten und ergeben sich aus der Summe von<sup>89</sup>:

- Baukosten der Anlage (Turbine, Generator, Gebäude usw.)
- Leitungen, Einbauten
- Stromanschluss
- Ingenieursleistungen
- Mess- und Regeltechnik
- Entsorgung (Rückbau)

Unter die Betriebskosten/Jahreskosten fallen alle anfallenden Kosten nach der Fertigstellung einer Anlage bzw. sie stellen die Kosten zur Aufrechterhaltung der Anlagenfunktion dar und ergeben sich aus der Summe von<sup>90</sup>:

- Instandhaltungskosten
- Personalkosten
- Sachkosten
- Energiekosten
- Sonstige Kosten (Konzession, Bewilligung, Zinsen usw.)

### 5.1 Wirtschaftlichkeitsuntersuchung des Projektes

#### 5.1.1 Investitionsrechnung

Die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens soll an Hand einer Investitionskostenrechnung nachgewiesen werden, die als Ergebnis die dynamischen Gestehungskosten der erzeugten Energie ausweist. Zudem wird die Verzinsung des eingesetzten Kapitals berechnet. Die Annahmen hinsichtlich der technischen Lebensdauer der Anlagenteile orientieren sich an der KVR-Leitlinie - „Leitlinien zur Durchführung

---

<sup>89</sup> Vgl. Plath / Wichmann / Ludwig 2010, S. 111.

<sup>90</sup> Vgl. Plath / Wichmann / Ludwig 2010, S. 111.

dynamischer Kostenvergleichsrechnungen“ - 8.Auflage, der Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA).

Im Gegensatz zu einer statischen Investitionsrechnung, die Absolutbeträge der Kosten und Einnahmen berücksichtigt, wird bei der dynamischen Betrachtung auch der Zeitpunkt der Fälligkeit innerhalb des Betrachtungszeitraums (in dem konkreten Fall von 25 Jahren) betrachtet.

### **Dynamische Gestehungskosten**

#### Ansatz:

Kosten werden vollständig durch die Einnahmen gedeckt, d.h.

$$\begin{aligned}\text{Kosten [€]} &= \text{Einnahmen [€]} \\ \text{Kosten} &= \text{Produktmenge [kWh]} * \text{spezifischer Preis [€/kWh]} \\ \text{Spezifischer Preis} &= \frac{\text{Kosten}}{\text{Produktmenge}} \text{ [kWh]}\end{aligned}$$

Dieser statische Ansatz wird erweitert, wobei aus dem spezifischen Preis die dynamischen Gestehungskosten werden, welche wie folgt zu ermitteln sind:

$$\text{dynamische Gestehungskosten [€/kWh]} = \frac{\text{Barwert der Kosten [€]}}{\text{diskontierte Produktmenge [kWh]}}$$

#### Das Vorgehen:

- Festlegung des Betrachtungszeitraums
- Bestimmung aller Kosten und Einnahmen, sowie des Zeitpunktes zu dem diese anfallen
- Festlegung des Zinssatzes
- Bestimmung des Gegenwartswertes (Barwert) für künftige Zahlungen und Produktmengen nach den Formeln:

$$\text{Barwert zukünftiger Zahlungen} = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Zahlungen [€]}_i}{(1+\text{Zinssatz})^i}$$

$$\text{Diskontierte Produktmenge} = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Einnahme Produktmenge [kWh]}_i}{(1+\text{Zinssatz})^i}$$

i = Laufzeit [ganze Jahre]

- Berechnung der Stromgestehungskosten [€/kWh]

$$\frac{\text{Kostenbarwert [€]}}{\text{diskontierte Produktmenge [kWh]}}$$

- Die Anlage ist wirtschaftlich wenn:

$$\text{Dynamische Stromgestehungskosten [€/kWh]} < \text{Vergütung [€/kWh]}$$

Folgende Annahmen werden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung verwendet:

- **Zeitraum**  
Die Untersuchung bezieht sich auf einen Betrachtungszeitraum bzw. einen Betrieb der Anlage von 25 Jahren.
- **Investitionskosten**  
Die einmaligen Investitionskosten beziehen sich auf den Gesamtpreis für alle 3 Anlagen. Es handelt sich dabei um eine Annahme bzw. um einen Erfahrungswert des Turbinenherstellers „Andritz-Hydro AG“. Die Preise sind in Schweizer Franken angegeben und werden durch folgende Währungsumrechnung bestimmt:  
$$1 \text{ SFR} = 0,822 \text{ €}^{91}$$
- **Betriebskosten/Jahreskosten**  
Aufgrund fehlender Daten werden die jährlichen Betriebskosten (Jahreskosten) mit ca. 7,5% der Investitionskosten abgeschätzt  $\approx 80.000 \text{ €}$  (allgemeingültiger Erfahrungswert).
- **Baukosten und Kosten des Netzanschlusses**  
Aufgrund fehlender Daten werden Baukosten, sowie die Kosten des Netzanschlusses einmalig mit jeweils 300.000 € angenommen (allgemeingültiger Erfahrungswert).
- **Reinvestitionskosten**  
Nach der Hälfte der Zeitbetrachtung werden einmalige Reinvestitionskosten fällig. Diese werden großzügig auf 700.000 € geschätzt (allgemeingültiger Erfahrungswert). Sie sind nach 13 Jahren fällig, entsprechend der geschätzten technischen Lebensdauer eines Teils der maschinen- und elektrotechnischen Ausrüstung.
- **Produktmenge als Grundlage für die jährlichen Einnahmen**  
Die Produktmenge bezeichnet die jährlich produzierte und zur Verfügung stehende elektrische Energie und wird aus der Summe aller Anlagen gebildet (siehe Kapitel 4.5.1 „Berechnung der Leistung und Jahresarbeit“)
- **Zinssatz**  
Für das Projekt in Aserbaidshan wird ein Zinssatz von 5% angenommen (allgemeingültiger Erfahrungswert).

---

<sup>91</sup> URL: <http://www.umrechnung.org/waehrungen-umrechnen/waehrungs-kurs-umrechner.htm> [7.4.13, 15:49Uhr].

Einen Überblick über die anfallenden Kosten und des Zeitpunktes ihrer Zahlung liefert die folgende Tabelle 5-1: „Wirtschaftlichkeitsrechnung“.

Jahr	Investitionskosten [€]	Baukosten [€]	Stromanschluss [€]	Reinvestition [€]	Jahreskosten [€]	Kostensumme [€]	Produktmenge, Energie [kWh]
1	1.072.710	300.000	300.000		80.000	1.752.710	8.812.560
2					80.000	80.000	8.812.560
3					80.000	80.000	8.812.560
4					80.000	80.000	8.812.560
5					80.000	80.000	8.812.560
6					80.000	80.000	8.812.560
7					80.000	80.000	8.812.560
8					80.000	80.000	8.812.560
9					80.000	80.000	8.812.560
10					80.000	80.000	8.812.560
11					80.000	80.000	8.812.560
12					80.000	80.000	8.812.560
13				700.000	80.000	780.000	8.812.560
14					80.000	80.000	8.812.560
15					80.000	80.000	8.812.560
16					80.000	80.000	8.812.560
17					80.000	80.000	8.812.560
18					80.000	80.000	8.812.560
19					80.000	80.000	8.812.560
20					80.000	80.000	8.812.560
21					80.000	80.000	8.812.560
22					80.000	80.000	8.812.560
23					80.000	80.000	8.812.560
24					80.000	80.000	8.812.560
25					80.000	80.000	8.812.560

Tabelle 5-1: Wirtschaftlichkeitsrechnung

Zinssatz:	3%	5%
Barwert der Kosten [€]	3.493.708	3.091.798
Diskontierte Produktmenge [kWh]	153.454.409	124.203.732
dynamische Gestehungskosten [€/kWh]	0,0228	0,0249

Auf Basis dieser Daten wurde nun der Barwert zukünftiger Zahlungen, sowie die diskontierte Produktmenge bestimmt. Aufgrund der höheren dynamischen Gestehungskosten bei einem Zinssatz von 5% wird im Folgenden nur dieser Fall („worst-case“) behandelt.

Beispiel (Zinssatz = 5%):

$$\text{Barwert der zukünftigen Zahlungen} = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Kostensumme [€]}_i}{(1+\text{Zinssatz})^i} = \underline{3.091.797,65 \text{ €}}$$

$$\text{Diskontierte Produktmenge} = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Einnahme Produktmenge [kWh]}_i}{(1+\text{Zinssatz})^i} = \underline{124.203.732,12 \text{ kWh}}$$

Anschließend werden die dynamischen Stromgestehungskosten berechnet und diese mit der tatsächlichen Vergütung verglichen.

$$\text{Dynamische Stromgestehungskosten} = \frac{\text{Kostenbarwert}}{\text{Diskontierte Produktmenge}} = 0,0249 \text{ [€/kWh]}$$

Die Vergütung für von Azerenergji JSC erzeugte Energie beträgt 0,041 €/kWh (siehe Kapitel 2.4.2.3 „Vergütung“).

Damit ist die langfristige Wirtschaftlichkeit der Anlage gewährleistet da:

$$\text{Dynamische Stromgestehungskosten} = 0,025 \text{ €/kWh} < 0,041 \text{ €/kWh Vergütung}$$

Die Vergütung für private Anlagenbetreiber beträgt jedoch nur 0,025 €/kWh (siehe Kapitel 2.4.2.3 „Vergütung“).

Damit würde die Anlage langfristig ohne Gewinn oder Verlust kostendeckend produzieren da:

$$\text{Dynamische Stromgestehungskosten} \approx \text{Vergütung für private Erzeuger}$$

### Methode des internen Zinsfußes

Die Methode des internen Zinsfußes (engl. „internal rate of return“ IRR), „(...) ermöglicht, für eine Investition oder Kapitalanlage, bei der unregelmäßige und schwankende Erträge anfallen, eine (theoretische) mittlere, jährliche Rendite zu berechnen“.<sup>92</sup>

Die Gleichung<sup>93</sup>:

$$C_0 = 0 = \frac{\ddot{U}_1}{(1+i)} + \frac{\ddot{U}_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{\ddot{U}_n}{(1+i)^n} - A_0$$

$C_0$  = Kapitalwert [€]

$\ddot{U}_n$  = jährliche Einzahlungsüberschüsse [€]

$n$  = Jahr

$i$  = Kalkulationszinssatz/100 = Zinsfuß

$A_0$  = Anschaffungsausgaben [€]

Aufgrund der komplizierten Ermittlung des internen Zinsfußes erfolgt die Berechnung durch Excel. In der deutschen Excelversion wird dazu die Formel =IKV(Werte;Schätzwert)<sup>94</sup> (Formel in engl. Version =IRR(Werte;Schätzwert) verwendet.

Zur Ermittlung der Rendite, werden die Annahmen aus der „Barwertmethode“ übernommen.

Die Daten zur Berechnung sind in der Tabelle 5-2: „Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Erzeuger Azerenerji JSC“ auf der folgenden Seite aufgeführt. Der einzusetzende Wertebereich ist der Spalte „Different [€] = Einnahmen – Kostensumme“ zu entnehmen, der Schätzwert wird mit 5% (Erfahrungswert eines KfW-Bankmitarbeiters) angenommen.

Anschließend erfolgt die gleiche Berechnung für private Erzeuger auf Basis der Daten aus Tabelle 5-3: „Wirtschaftlichkeitsuntersuchung für private Erzeuger“

<sup>92</sup> URL: <http://de.wikipedia.org/wiki/Kapitalwert> [8.4.2013, 22:41Uhr].

<sup>93</sup> URL: <http://www.zum.de/Faecher/kurse/boeing/udb/infin/InterneZinsfussmethode.pdf> [4.4.2013, 23:23Uhr].

<sup>94</sup> URL: <http://office.microsoft.com/de-de/excel-help/ikv-funktion-HP010342631.aspx> [4.4.2013, 22:48Uhr].



Jahr	Produktmenge, Energie [kWh]	Vergütung (Azerenergi JSC) [€/kWh]	Einnahmen [€]	Kostensumme [€]	Differenz [€] = Einnahmen - Kostensumme
1	8.812.560	0,041	361.315	1.752.710	-1.391.395
2	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
3	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
4	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
5	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
6	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
7	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
8	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
9	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
10	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
11	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
12	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
13	8.812.560	0,041	361.315	780.000	-418.685
14	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
15	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
16	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
17	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
18	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
19	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
20	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
21	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
22	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
23	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
24	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315
25	8.812.560	0,041	361.315	80.000	281.315

Tabelle 5-2: Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Erzeuger Azerenerji JSC

Verzinsung des eingesetzten Kapitals	19%
--------------------------------------	-----

Ergebnis

Die berechnete interne Verzinsung des eingesetzten Kapitals beträgt 19% und ist damit positiv. Eine Investition würde sich für einen Investor (in diesem Fall Azerenerji JSC) lohnen, da generell Renditen für Nicht-Risikoanlagen deutlich geringer ausfallen.

Amortisierung der Anlage für den Erzeuger Azerenergji JSC

Um die Amortisierung der Anlage zu bestimmen, wird die Tabelle 5-2 „Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Erzeuger Azerenerji JSC“ verwendet, und es wird wie folgt vorgegangen:

- Gesamtkostensumme = Summation der einzelnen Kostensummen über die 25 Jahre
- Die Einnahmen pro Jahr betragen 361.315 €
- Amortisierung der Anlage [Jahre] =  $\frac{\text{Gesamtkostensumme}}{\text{Einnahmen pro Jahr}}$

Berechnung

$$\text{Gesamtkostensumme} = 1.752.710 \text{ €} + 11 \cdot 80.000 \text{ €} + 780.000 \text{ €} + 12 \cdot 80.000 \text{ €} = 4.372.710 \text{ €}$$

$$\text{Einnahmen pro Jahr} = 361.315 \text{ €}$$

$$\text{Amortisierung der Anlage [Jahre]} = \frac{4.372.710 \text{ €}}{361.315 \text{ €}} = 12,1 \text{ Jahre}$$

Fazit

Bei einer Vergütung in Höhe von 0,041 €/kWh haben sich die anfallenden Ausgaben über einen Betrachtungszeitraum/Betrieb der Anlage von 25 Jahren bereits nach ca. der Hälfte Standzeit amortisiert. Dies bedeutet, dass in der ersten Hälfte mit keinen Einnahmen zu rechnen ist, die 2. Hälfte dafür gewinnbringend ist.

Jahr	Produktmenge, Energie [kWh]	Vergütung privater Erzeuger [€/kWh]	Einnahmen [€]	Kostensumme [€]	Differenz [€] = Einnahmen - Kostensumme
1	8.812.560	0,025	220.314	1.752.710	-1.532.396
2	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
3	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
4	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
5	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
6	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
7	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
8	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
9	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
10	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
11	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
12	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
13	8.812.560	0,025	220.314	780.000	-559.686
14	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
15	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
16	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
17	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
18	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
19	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
20	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
21	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
22	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
23	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
24	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314
25	8.812.560	0,025	220.314	80.000	140.314

Tabelle 5-3: Wirtschaftlichkeitsuntersuchung für private Erzeuger

Verzinsung des eingesetzten Kapitals	5%
--------------------------------------	----

Ergebnis:

Die berechnete interne Verzinsung des eingesetzten Kapitals beträgt 5% und ist damit relativ gering. Für einen privaten Investor ist die Rendite kein wesentlicher Anreiz zur Finanzierung des Projektes, da sie sich nicht außergewöhnlich von gewöhnlichen Renditen unterscheidet.

Amortisierung der Anlage für private Erzeuger

Um die Amortisierung der Anlage zu bestimmen, wird die Tabelle 5-3 „Wirtschaftlichkeitsrechnung für private Erzeuger“ verwendet, und es wird wie folgt vorgegangen:

- Gesamtkostensumme = Summation der einzelnen Kostensummen über die 25 Jahre
- Die Einnahmen pro Jahr betragen 220.314 €
- Amortisierung der Anlage [Jahre] =  $\frac{\text{Gesamtkostensumme}}{\text{Einnahmen pro Jahr}}$

Berechnung

$$\text{Gesamtkostensumme} = 1.752.710 \text{ €} + 11 \cdot 80.000 \text{ €} + 780.000 \text{ €} + 12 \cdot 80.000 \text{ €} = 4.372.710 \text{ €}$$

$$\text{Einnahmen pro Jahr} = 220.314 \text{ €}$$

$$\text{Amortisierung der Anlage [Jahre]} = \frac{4.372.710 \text{ €}}{220.314 \text{ €}} = 19,8 \approx 20 \text{ Jahre}$$

Fazit

Bei einer Vergütung in Höhe von 0,025 €/kWh haben sich die anfallenden Ausgaben über einen Betrachtungszeitraum/Betrieb der Anlage von 25 Jahren erst nach ca. 20 Jahren amortisiert. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass sich der Gewinn auf die letzten 5 Jahre der Anlagenstandzeit beschränkt.

## 6 CO2-BILANZ

### 6.1 Einleitung

Dieses Kapitel befasst sich mit einer möglichen Ausstoßreduzierung des Treibhausgases Kohlenstoffdioxid durch Nutzung der Druckenergie in der Fernwasserleitung Göygöl → Ganja.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird dabei auf folgende Punkte eingegangen:

- Das Treibhausgas Kohlenstoffdioxid (kurz)
- Climate Factsheet für Aserbaidschan
- CO<sub>2</sub>-Umrechnungsfaktor für Aserbaidschan
- Einsparpotential

Nach eigenen Angaben stellt sich Aserbaidschan den Herausforderungen des Klimawandels.<sup>95</sup> Im Januar 1995 wurden die Rahmenvereinbarungen zum Klimawandel der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)) ratifiziert, der Beitritt zum UNFCCC erfolgte wenige Monate später im Mai.<sup>96</sup> 1997 wurde per Erlass des Präsidenten die „State Commission on Climate Change“ gegründet, sowie am 28. September 2000 das Kyoto Protokoll ratifiziert.<sup>97</sup>

### 6.2 Das Treibhausgas Kohlenstoffdioxid

Treibhausgase bestimmen durch ihre strahlungsbeeinflussenden Eigenschaften die Temperatur auf der Erde (=Treibhauseffekt). Dabei wird zwischen dem „natürlichen Treibhauseffekt“ sowie dem „anthropogenen Treibhauseffekt“ differenziert. Während der natürliche Treibhauseffekt die Temperatur der unteren Atmosphäre bei durchschnittlich +15 °C konstant hält, kommt es durch anthropogene Emissionen zu einer Erhöhung des natürlichen Treibhauseffekts und somit zu einer signifikanten, durchschnittlichen Temperaturerhöhung seit Beginn der Industrialisierung.<sup>98</sup> Verschiedene Szenarien prognostizieren fatale Klimaänderungen, falls der Ausstoß anthropogener Treibhausgase weiter steigt.

Die genaue Funktionsweise des Treibhauseffekts ist jedoch nicht Bestandteil dieser Arbeit.

---

<sup>95</sup> Vgl. Wolf/KfW-Bank 2010, S. 8.

<sup>96</sup> URL: <http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/epr/experts/Azerbaijan/climate%20changes/azenc1add1.pdf> [15.4.13, 02:32], S. 5.

<sup>97</sup> URL: [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/status\\_of\\_ratification/items/2613.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php), [22.3.13, 10:29Uhr].

<sup>98</sup> URL: [http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/bs\\_tdat\\_01.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/bs_tdat_01.pdf) [15.4.13, 02:47Uhr].

Kohlenstoffdioxid, kurz „CO<sub>2</sub>“, ist ein in der Atmosphäre natürlich vorkommendes, geruchloses Gas. Es besteht aus einer Kohlenstoff-Sauerstoffverbindung und wird durch natürliche, sowie anthropogene Quellen freigesetzt.

#### Natürliche Quellen:

- Vulkanismus (in vulkanischen Gasen)
- Atmung von Tier und Mensch
- Faulungsprozesse

#### Anthropogene Quellen:

- Verbrennung fossiler Energieträger (Erdöl, Erdgas, Kohle)
- Brandrodung zur Landumnutzung
- Zunahme der Viehwirtschaft

Durch seine strahlungsbeeinflussenden Eigenschaften zählt Kohlenstoffdioxid zu den Treibhausgasen. Dabei ist es unter den anthropogenen Treibhausgas-Emissionen das „mengenmäßig wichtigste klimawirksame Gas“.<sup>99</sup>

Die Freisetzung und damit der Eintrag in die Atmosphäre erfolgt hauptsächlich durch die Nutzung fossiler Brennstoffe durch den Menschen. Berechnungen der Internationalen Energieagentur (IEA) beziffern den weltweiten Ausstoß in die Atmosphäre im Jahr 2011 mit ca. 34,7 Milliarden Tonnen.<sup>100</sup> Dagegen lag Aserbaidshans geschätzter CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Jahr 2008 bei ca. 47,101 Mio Tonnen.<sup>101</sup> Ein ungefährender Verlauf der CO<sub>2</sub>-Emissionen in den letzten Jahren ist der Abbildung 6-1: „CO<sub>2</sub>-Emissionen Aserbaidshans“ zu entnehmen. Zwar ist der CO<sub>2</sub>-Ausstoß Aserbaidshans global gesehen nicht bedeutend, jedoch ist eine Zunahme des Ausstoßes in den letzten Jahren deutlich zu erkennen.

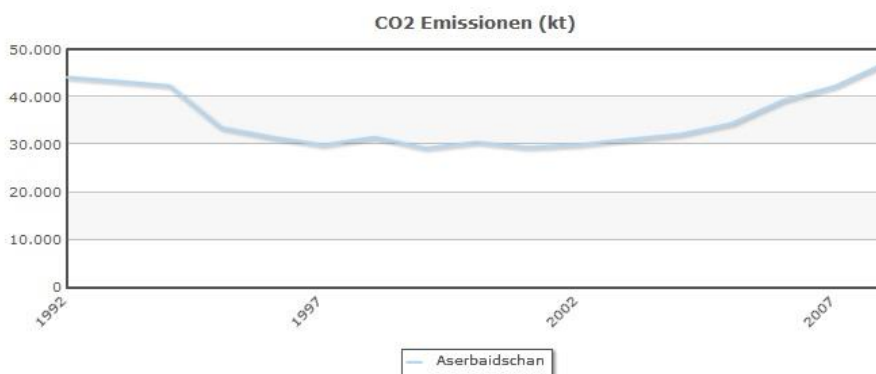


Abbildung 6-1: CO<sub>2</sub>-Emissionen Aserbaidshans<sup>102</sup>

<sup>99</sup> URL: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeId=2346> [13.3.13, 16:24Uhr].

<sup>100</sup> URL: [http://www.climate-service-center.de/035210/index\\_0035210.html.de](http://www.climate-service-center.de/035210/index_0035210.html.de) [18.3.13, 12:07Uhr].

<sup>101</sup> Vgl. United Nations (2012): World Statistics Pocketbook 2011, S.15, Online im WWW unter URL: <http://unstats.un.org/unsd/pocketbook/Pocketbook%202011.pdf> [18.3.13, 15:07Uhr].

<sup>102</sup> URL: <http://www.factfish.com/de/statistik-land/aserbaidshans/co2%20emissionen> [19.3.13, 10:07Uhr].

Aufgrund der klimarelevanten Wirkung des Treibhausgases CO<sub>2</sub>, werden im folgenden Kapitel die Auswirkungen des Klimawandels auf Aserbaidtschan anhand verschiedener Szenarien vorgestellt.

### 6.3 Climate-Fact-Sheet Aserbaidtschan

Um die Auswirkungen des Klimawandels auf Aserbaidtschan und damit die Dringlichkeit einer Emissionsreduzierung zu ermitteln, werden im Folgenden verschiedene Szenarien für die zukünftig zu erwartenden Klimaveränderungen vorgestellt.

Die Informationen und Abbildungen beziehen sich dabei größtenteils auf das nicht öffentliche, von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) in Auftrag gegebene „Climate-Fact-Sheet Azerbaijan“ vom „Climate Service Center Germany“ 2012.

#### Historischer Klimatrend

- Seit 1880 kam es zu einem leichten Anstieg der Jahresmitteltemperatur um ca. 0,5 °C. Diese geringe Erhöhung ist jedoch statistisch nicht signifikant
- Keine signifikante Änderung der Niederschläge
- Abnahme und Umverteilung des Durchflusses in Flüssen
- Abnahme der Schneeneubildung, sowie signifikante Erhöhung der Schneegrenze
- Abnahme des Gletschervolumens im gesamten Kaukasusgebirge um 50% im letzten Jahrhundert
- Zunahme von Schäden der Landwirtschaft durch Hagelschauer
- Zunahme von Starkwindereignissen wurden beobachtet

#### Ist-Situation

Aufgrund seiner geographischen Lage (subtropische Zone) ist das Klima in Aserbaidtschan reliefabhängig und dadurch sehr vielfältig. Das Land „(...) hat Anteil an neun der auf der Welt existierenden elf Klimazonen: vom ewigen Eis im Hochgebirge über gemäßigt bis subtropisch“.<sup>103</sup>

Der Norden und Süden des Landes ist „(...) durch warme Sommer und moderate Winter, verbunden mit ganzjährigem Niederschlag (...)“<sup>104</sup> geprägt. Im tiefergelegenen Landesinneren herrscht dagegen Halbwüsten- bzw. Steppenklimate aufgrund deutlich geringerer Niederschläge. Der Jahresniederschlag in den Gebirgsregionen beträgt ca. 1000 mm, während er im Landesinneren unter 300 mm fallen kann. Der auf der nächsten Seite folgenden Abbildung 6-2: „Niederschlagshöhe und Temperaturverteilung“ ist zu entnehmen, dass die durchschnittlich größten Niederschlagshöhen in den Frühlings- bzw. Herbstmonaten, die durchschnittlich höchsten Temperaturen zwischen Mai und August auftreten.

<sup>103</sup> URL: [http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-odes\\_Uebersichtsseiten/Aserbaidtschan\\_node.html](http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-odes_Uebersichtsseiten/Aserbaidtschan_node.html) [18.3.13, 17:36Uhr].

<sup>104</sup> Climate Service Center Germany 2012, S. 1.

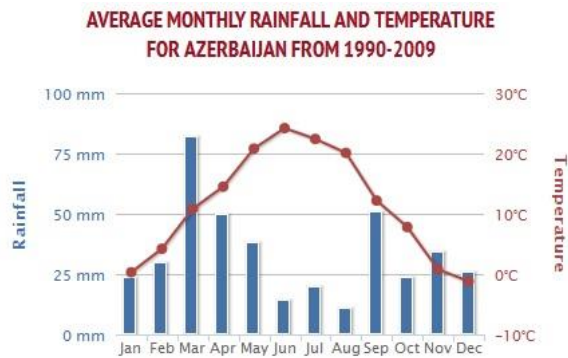


Abbildung 6-2: Niederschlagshöhe und Temperaturverteilung<sup>105</sup>

Die folgenden Daten wurden dem internen Bericht des Climate Service Center Germany (CSC) entnommen und beschreiben die derzeitigen Klimaparameter:

- Jahresmitteltemperatur: 11 °C
- Jahresniederschlag: 450 mm/Jahr
- Aktuelle Evaporation im Jahresmittel:  $\approx$  400 mm/Jahr
- Durchschnittliche klimatologische Wasserbilanz: 50-100 mm/Jahr
- Intensität der Starkregenereignisse: 15,9 mm/Tag
- Durchschnittsdauer von Trockenperioden: 16 Tage
- Durchschnittsdauer von Hitzewellen: 11 Tage
- Durchschnittsdauer von Kälteperioden: 13 Tage
- Jahresmittel der Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche: 1190 kWh/m<sup>2</sup>\*Jahr
- Durchschnittliche Windgeschwindigkeit 10m über dem Boden: 1 m/s

### Zukunftsszenarien

Die Abbildungen dieses Abschnittes sowie die Legende sind dem internen, nicht publizierten Bericht der KfW „Climate-Fact-Sheet Azerbaijan“ (2012), angefertigt durch das Climate Service Center Germany, entnommen. Die Szenarien beziehen sich dabei auf den Referenzzeitraum 1961-1990.

Für alle Abbildungen gilt folgende Legende:

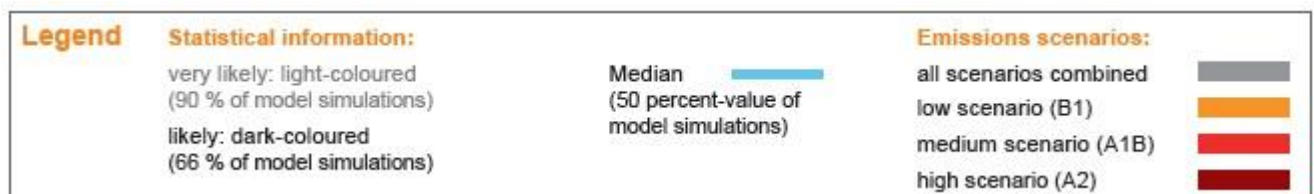


Abbildung 6-3: Legende zu Szenarien

<sup>105</sup> URL: [http://sdwebx.worldbank.org/climateportal/index.cfm?page=country\\_historical\\_climate&ThisRegion=Asia&ThisCCCode=AZE](http://sdwebx.worldbank.org/climateportal/index.cfm?page=country_historical_climate&ThisRegion=Asia&ThisCCCode=AZE)  
[18.3.13, 19:40Uhr].



### Temperatur

Abbildung 6-4: „Zukunftsszenario Temperatur“ prognostiziert einen signifikanten Anstieg der Jahresdurchschnittstemperatur bis in das Jahr 2100. Eine Zunahme der Jahresdurchschnittstemperatur im Bereich zwischen 2,5-4,5 °C gilt als wahrscheinlich. Die Aussage eines Anstiegs um 1,8-5,3 °C bzw. die Ausdehnung des Bereiches, ist jedoch mit einer höheren Sicherheit verbunden.

Der Median prognostiziert eine Zunahme um 3,4 °C.

- Verlässlichkeit dieser Aussagen: hoch

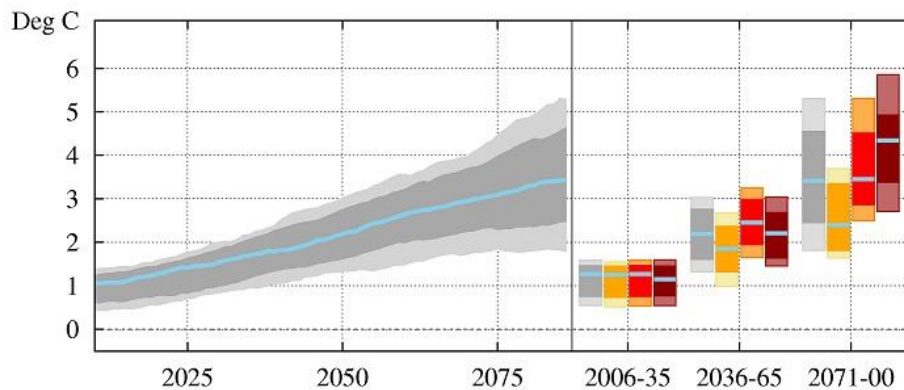


Abbildung 6-4: Zukunftsszenario Temperatur

### Hitzewellen

Die Abbildung 6-5: „Szenarien Hitzewellen“ beschreibt die Zunahme von lang anhaltenden Hitzewellen bis in das Jahr 2100.

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass es mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Zunahme dieser Ereignisse um minimal 7, bis maximal 50 Tage kommen wird. Der Median liegt dabei bei einer Zunahme der Hitzewellen um 15 Tage.

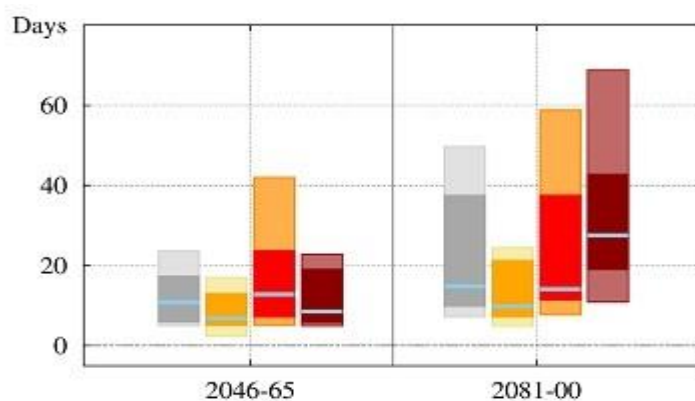


Abbildung 6-5: Szenarien Hitzewellen

### Kälteperioden

Der Abbildung 6-6: „Szenarien Kälteperiode“ sind Änderungen der Kälteperioden zwischen +1 bis -6 Tage zu entnehmen. Der Median liegt im Jahr 2100 bei einer Abnahme von 2 Tagen und entspricht damit dem Wert des „Low Szenario B1“. Der Median des „High Szenario A2“ liegt dagegen bei einer Abnahme von Kälteperioden von 3 Tagen.

- Verlässlichkeit dieser Aussagen: mittel

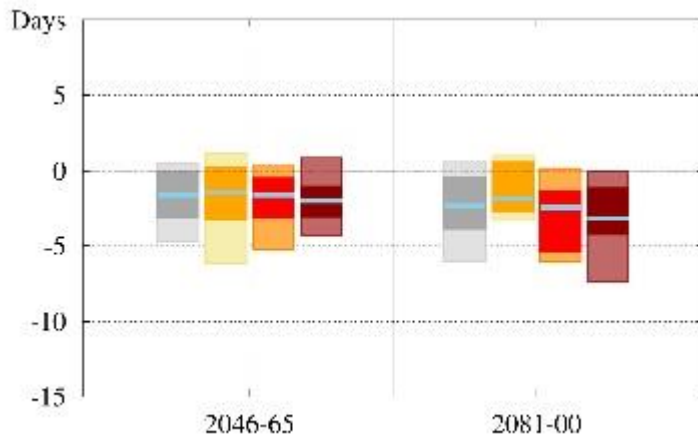


Abbildung 6-6: Szenarien Kälteperiode

### Solare Strahlungsintensität

Abbildung 6-7: „Szenario solare Strahlungsintensität“ prognostiziert eine Änderung der Strahlungsintensität zwischen -1% (Abnahme) und +6% (Zunahme). Der Median liegt in diesem Szenario bei einer Zunahme der Strahlungsintensität von ca. 2% und entspricht damit dem „Low-Szenario B1“, sowie dem „High-Szenario A2“

- Verlässlichkeit dieser Aussage: mittel

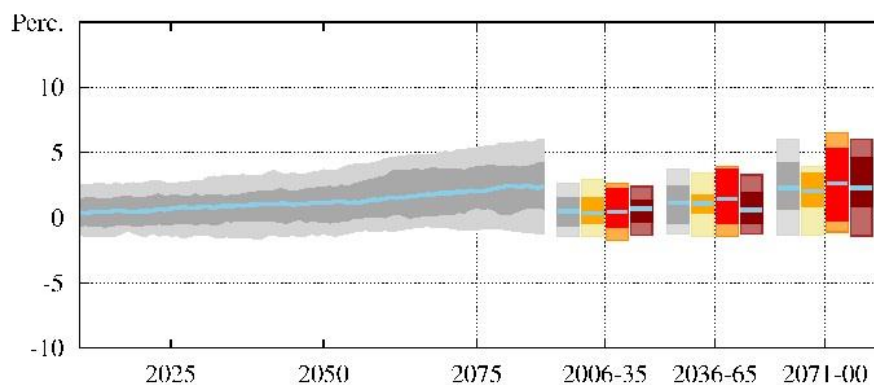


Abbildung 6-7: Szenario solare Strahlungsintensität

### Niederschlag

Abbildung 6-8: „Szenario Niederschlag“ ist in zwei Fenster geteilt. Der rechten Seite sind die Bereiche der einzelnen Szenarien zu entnehmen, die linke Seite stellt eine Zusammenfassung dieser Szenarien dar.

Die Auswertung ergibt eine Änderung des Niederschlages zwischen +2% (Zunahme) und -21% (Abnahme). Der Median liegt im Jahr 2100 bei einem Rückgang der Niederschläge um ca. 8%.

- Verlässlichkeit dieser Aussagen: mittel

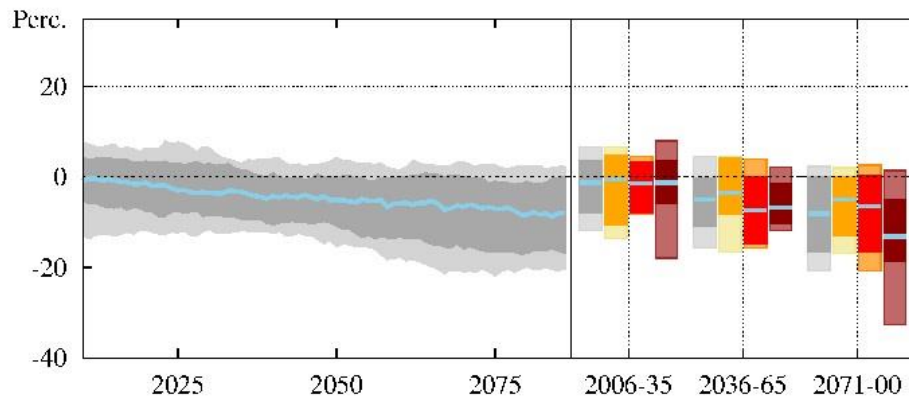


Abbildung 6-8: Szenario Niederschlag

Wie der folgenden Abbildung 6-9: „Saisonaler Niederschlag“ zu entnehmen ist, werden die Niederschläge gerade in den Sommermonaten Juni bis September stark zurückgehen (-20 bis -40%). Dagegen wird in den Wintermonaten ein leichter Anstieg bis zu 10% als wahrscheinlich betrachtet.

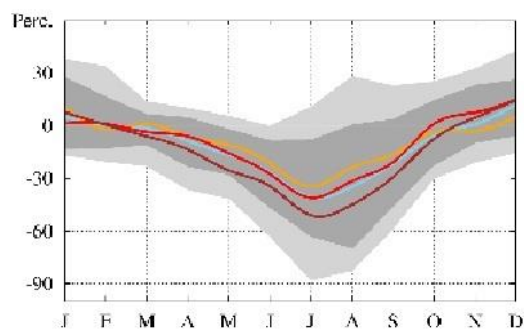


Abbildung 6-9: Saisonaler Niederschlag

### Evaporation

Abbildung 6-10: „Szenario Evaporation“ stellt auf der linken Hälfte die einzelnen Szenarien zur Änderung der Evaporation in Prozent dar. Auffällig ist, dass im Jahr 2100 die Änderung der Evaporation im Jahresdurchschnitt zwischen +7% und -17% schwankt. Die rechte Seite der Abbildung fasst die Ergebnisse aller Szenarien der linken Seite zusammen. Der Median liegt bei einer leichten Abnahme der Evaporation um -3% im Jahr 2100.

- Verlässlichkeit dieser Aussage : mittel

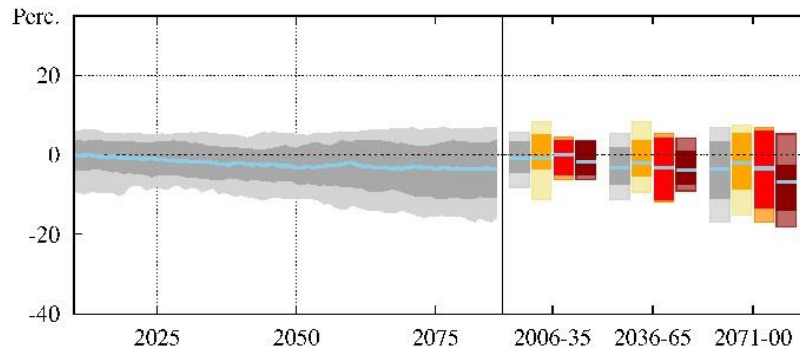


Abbildung 6-10: Szenario Evaporation

### Klimatologische Wasserbilanz

Die klimatologische Wasserbilanz entsteht aus der Differenz zwischen dem Jahresdurchschnitt des Niederschlags sowie dem Jahresdurchschnitt der Evaporation.

Während der Median der Wasserbilanz im „Low-Szenario B1“ bei einer Abnahme von -23% liegt, liegt er im „High-Szenario A2“ bei einer Abnahme von -62%. Zusammengefasst liegt der Median im Jahr 2100 bei -28%.

- Verlässlichkeit dieser Aussagen: mittel

### Trockenperioden

Die Zunahme von Trockenperioden liegt zwischen 0-6 Tagen und ist Abbildung 6-11: „Szenario Trockenperiode“ zu entnehmen. Der Median liegt bei einer leichten Erhöhung um ca. 1 Tag und entspricht somit dem „Low-Szenario B1“.

- Verlässlichkeit dieser Aussagen: mittel

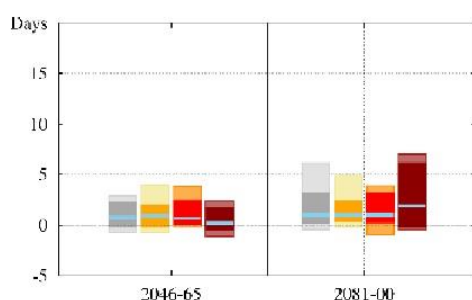


Abbildung 6-11: Szenario Trockenperiode

### Starkregenereignisse

Für die Erstellung der Szenarien von Starkregenereignissen wurden nur Regenereignisse mit einer Intensität von mehr als 1mm/Tag in die Untersuchung aufgenommen. Um die Häufigkeit der Starkregenereignisse bestimmen zu können wurden allerdings alle Tage, auch Tage ohne Regenfälle, berücksichtigt.

Gemäß der Abbildung 6-12: „Szenario Starkregenereignis“ kann von einer Änderung der Starkregenereignisse im Jahr 2100 zwischen -11% bis +22% ausgegangen werden. Je nach Szenario liegt der Median bei einer Zunahme von +10% („Low-Scenario B1“) bzw. +14% („High-Scenario A2“). Durch eine Zusammenfassung der drei Szenarien liegt der Median bei einer Zunahme der Starkregenereignisse von +12%.

- Verlässlichkeit dieser Aussagen: mittel

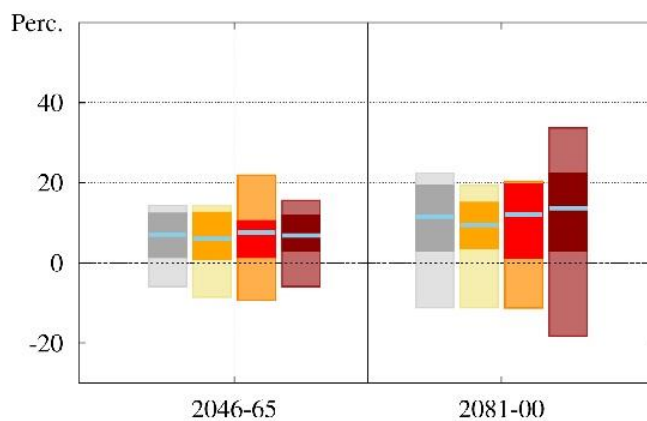


Abbildung 6-12: Szenario Starkregenereignis

### Windgeschwindigkeit

Abbildung 6-13: „Szenario Windgeschwindigkeit“ bietet auf der linken Seite einen Überblick der verschiedenen Szenarien in den betrachteten Zeiträumen mit ihren Abweichungen vom Referenzzeitraum in Prozent. Auf der rechten Seite wurden deren Ergebnisse zusammengefasst.

Die Erhöhung/Verringerung des Jahresdurchschnitts der Windgeschwindigkeit liegt im Jahr 2100 zwischen +12% und -6%. Durch Zusammenfassung aller Szenarien liegt der Median bei einer leichten Zunahme der Windgeschwindigkeit um +3%.

- Verlässlichkeit dieser Aussagen: mittel

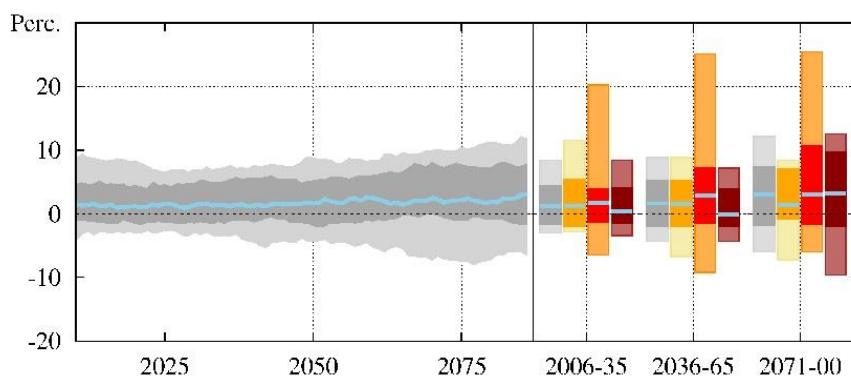


Abbildung 6-13: Szenario Windgeschwindigkeit

### Meeresspiegel

Aufgrund hoher Wasserstandsschwankungen (natürlicher und anthropogener Art) des Kaspischen Meeres in der Vergangenheit kann keine belastbare Aussage für die Zukunft getroffen werden. Für die Zukunft werden allerdings weitere Schwankungen erwartet ohne eine Aussage über die Änderungsrate treffen zu können.

### Zusammenfassung

Durch seine geographische Lage ist Aserbaidshan das letzte flussabwärts gelegene Land des Kura- und Aras-Einzugsgebietes. 50% der Trinkwasserversorgung sowie mehr als 60% der landwirtschaftlichen Bewässerung Aserbaidshans hängen von diesen beiden Flüssen ab.<sup>106</sup> Da der Kura- bzw. Aras-Fluss nicht in Aserbaidshan entspringt, werden „ (...) 75 % der erneuerbaren Wasserressourcen außerhalb des Landes gebildet.“<sup>107</sup> Die durch den Klimawandel entstehende Temperaturerhöhung, Niederschlagsabnahme, die Ausdehnung von Hitzewellen und Trockenperioden sowie eine abnehmende klimatologische Wasserbilanz hätten somit gravierende Folgen für das Land.

<sup>106</sup> Vgl. Wolf / KfW-Bank 2010, S. 8.

<sup>107</sup> Wolf / KfW-Bank 2010, S. 8.

Aufgrund dieser Tatsache sind die globalen Ziele zur Emissionsreduzierung für Aserbaidtschan sehr wichtig. Um selbst einen Beitrag dazu zu leisten, werden im nächsten Kapitel die vermiedenen Emissionen durch die Energiebereitstellung der Wasserkraftanlage berechnet und vorgestellt.

#### 6.4 CO<sub>2</sub>-Bilanz/vermiedene Emissionen

Durch den Einsatz erneuerbarer Energien können fossile Energieträger substituiert und damit Emissionen reduziert werden. Entscheidend dabei ist, welcher fossile Energieträger ersetzt werden soll.

Bei der Ermittlung der Emissionsbilanz ist zu beachten, dass zwischen „vermiedenen“ und „verursachenden“ Emissionen unterschieden wird. Durch Gewinnung, Verarbeitung, Transport und Einbau der Rohstoffe entstehen schon vor Inbetriebnahme einer Wasserkraftanlage Emissionen. Aufgrund fehlender Daten können diese in dieser Thesis jedoch nicht berechnet werden, wodurch sich dieses Kapitel auf die vermiedenen Emissionen beschränkt.

Durch die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls ist Aserbaidtschan Mitglied der in Annex B aufgeführten Staaten. Der Mechanismus zur Gemeinschaftsreduktion (engl. „Joint Implementation“, JI) ermöglicht es anderen in Annex B aufgeführten Ländern Projekte zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen zu finanzieren.<sup>108</sup> Im Gegenzug kann das finanzierende Land die Menge der vermiedenen Emissionen in der Verpflichtungsperiode selbst (zusätzlich) emittieren oder sich in Form eines Emissionsguthabens gutschreiben lassen<sup>109</sup>. Dadurch könnte die Finanzierung des Projektes für andere Länder interessant werden.

Das Vorgehen zur Ermittlung des Einsparpotentials ist deshalb der Methodologie „AMS-ID.: Grid connected renewable electricity generation --- Version 17.0“<sup>110</sup> des „United Nations Framework Convention on Climate Change“ (UNFCCC) entnommen, welche die Basis für kleine CDM-Projektaktivitäten darstellt, allerdings auch auf JI-Projekte anwendbar ist.

Die Ermittlung ist in folgende Schritte gegliedert:

1. Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien (hier: Wasserkraftnutzung)
  - ➔ Verwendung der in Kapitel 4.5.1 ermittelten, zur Verfügung stehenden Energie [MWh/a]
2. Bestimmung des Emissionsfaktors (EF)
3. Berechnung der vermiedenen Emissionen

<sup>108</sup> URL: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/9445/joint-implementation-v8.html> [25.3.13, 16:37Uhr].

<sup>109</sup> URL: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/glossar/#clean> [25.3.13, 16:42Uhr].

<sup>110</sup> URL: [http://cdm.unfccc.int/filestorage/V/9/L/V9LRSXKP24Q7YT6HZDUBO3C0ING8AJ.1/EB61\\_repan17\\_Revision\\_AMS-ID\\_ver17.pdf?t=VjR8bWt4ajJ1fDBd1ntgQvAlYn8fcig7HZ6t](http://cdm.unfccc.int/filestorage/V/9/L/V9LRSXKP24Q7YT6HZDUBO3C0ING8AJ.1/EB61_repan17_Revision_AMS-ID_ver17.pdf?t=VjR8bWt4ajJ1fDBd1ntgQvAlYn8fcig7HZ6t) [8.4.13, 11:44Uhr].

### Energiebereitstellung der Wasserkraftanlage

Durch Nutzung der in Kapitel 4.5.1 „Berechnung der Leistung und Jahresarbeit“ ermittelten Energie der Pelton-turbinen, kann die gleiche, durch einen fossilen Energieträger produzierte Energie, substituiert werden.

Die zur Substitution eines fossilen Energieträgers zur Verfügung stehende elektrische Energie/elektrische Arbeit beträgt:

$$W = 8.838,840 \text{ [MWh/a]}$$

### Bestimmung des Emissionsfaktors (EF) /CO<sub>2</sub>-Umrechnungsfaktor in Aserbaidschan

Zur Beurteilung der Klimawirkung einer Stromerzeugungstechnik werden alle entstehenden Klimagase (z.B. CH<sub>4</sub>, NO<sub>2</sub>) auf ein Wirkungsäquivalent von CO<sub>2</sub> umgerechnet.<sup>111</sup> Aus diesem Wirkungsäquivalent lässt sich im Anschluss die äquivalente CO<sub>2</sub>-Menge pro erzeugter kWh berechnen.

Wie aus der Abbildung 6-14: „Elektrizität Aserbaidschan“ der „International Energy Agency“ aus dem Jahr 2009 hervorgeht, wird die elektrische Energie in Aserbaidschan hauptsächlich aus Gas gewonnen.

	Electricity
	Unit: GWh
Production from:	
- coal and peat	0
- oil	497
- gas	16061
- biofuels	0
- waste	0
- nuclear	0
- hydro*	2309
- geothermal	0
- solar PV	0
- solar thermal	0
- wind	2
- tide	0
- other sources	0
<b>Total Production</b>	<b>18869</b>

Abbildung 6-14: Elektrizität Aserbaidschan<sup>112</sup>

<sup>111</sup> Vgl. Wagner/Koch u.a. 2007, CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromversorgung, Online im WWW unter URL: [http://www.vdi.de/fileadmin/vdi\\_de/redakteur\\_dateien/geu\\_dateien/FB4-Internetseiten/CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung\\_01.pdf](http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur_dateien/geu_dateien/FB4-Internetseiten/CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung_01.pdf) [22.3.13, 13:29Uhr].

<sup>112</sup> URL: [http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY\\_CODE=AZ](http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=AZ) [22.3.13, 12:57Uhr].



Das CO<sub>2</sub>-Äquivalent bzw. der CO<sub>2</sub>-Umrechnungsfaktor für produzierte elektrische Energie aus Erdgas in Aserbaidschan ist dem nicht öffentlichen Dokument der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) „Umwelt und Klimaanlage“ auf S. 11 entnommen. Der Emissionsfaktor beträgt demnach:

$$\begin{aligned} EF_{\text{fossil}} &= 416 \text{ kgCO}_2/1000\text{kWh} \\ &= 0,416 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \end{aligned}$$

Anzumerken ist, dass dieser Wert nicht einer einzelnen Anlage zugerechnet werden kann, sondern einen durchschnittlichen Wert des Anlagenbestandes darstellt.

#### Berechnung der vermiedenen Emissionen

Die verwendete Gleichung zur Ermittlung der vermiedenen Emissionen lautet:

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y}^{113}$$

$BE_y$  = Vermiedene Emissionen in einem Jahr y [t CO<sub>2</sub>]

$EG_{BL,y}$  = In das Netz eingespeiste Energiemenge, als Folge der Umsetzung eines CDM-Projektes [MWh/Jahr]

$EF_{CO_2,grid,y}$  = CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des zu ersetzenden fossilen Energieträgers [t CO<sub>2</sub>/MWh]

Turbine	Eingespeiste Energiemenge pro Jahr $EG_{BL,y}$ [MWh / a]	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor $EF_{CO_2,grid,y}$ [ t CO <sub>2</sub> / MWh]	Vermiedene Emissionen pro Jahr [t CO <sub>2</sub> / a]
Turbine 1	2.882,040	0,416	1.198,93
Turbine 2	2.076,120	0,416	863,66
Turbine 3	3.880,680	0,416	1.614,36
<b>Gesamt</b>	<b>8.838,840</b>	-	<b>3.676,95</b>

Tabelle 6-1: Vermiedene Emissionen

Durch die Nutzung der Wasserkraft in der Fernwasserleitung können pro Jahr Emissionen von ca. 3.700 t CO<sub>2</sub> vermieden werden.

Zurückzuführen ist der relativ geringe Wert auf den CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von Gas. In Ländern, in denen Energie durch andere fossile Energieträger (z.B. Braunkohle) erzeugt wird, fällt der Faktor deutlich höher aus, wodurch die vermiedenen Emissionen steigen.

<sup>113</sup> URL: [http://cdm.unfccc.int/filestorage/V/9/L/V9LRSXKP24Q7YT6HZDUBO3C0ING8AJ.1/EB61\\_repan17\\_Revision\\_AMS-LD\\_ver17.pdf?t=VjR8bWt4ajJ1fDBd1ntgQvAlYn8fcicq7HZ6t](http://cdm.unfccc.int/filestorage/V/9/L/V9LRSXKP24Q7YT6HZDUBO3C0ING8AJ.1/EB61_repan17_Revision_AMS-LD_ver17.pdf?t=VjR8bWt4ajJ1fDBd1ntgQvAlYn8fcicq7HZ6t) [8.4.13, 12:11Uhr], S.3.

## LITERATURVERZEICHNIS

**Celso, Penche (1989):** Layman's Guidebook on how to develop a small hydro site, European Small Hydropower Association, übersetzt von Pelikan, Bernhard (2004): Handbuch zur Planung und Ermittlung von Kleinwasserkraftwerken, überarbeitete und aktualisierte Fassung, European Small Hydropower Association.

**Climate Service Center Germany (2012):** Climate-Fact-Sheet Azerbaijan (nicht publiziertes Dokument), Hamburg.

**DWA Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (Hrsg) (2012):** Leitlinien zur Durchführung dynamischer Kostenvergleichsrechnungen (KVR-Leitlinien). 8. überarbeitete Auflage, Hennef.

**KfW-Bank / Azersu (2010):** Terms of Reference (nicht publizierte Ausschreibungsunterlagen des Consultants), Baku.

**Kottmann, Albrecht (1992):** Druckstoßermittlung in der Wasserversorgung, Vulkan-Verlag, Essen.

**Merkel, Gerhard (2008):** Technik der Wasserversorgung: Praxisgrundlagen für Führungskräfte [gebundene Auflage], Oldenbourg Industrieverlag GmbH, München.

**Mimko / Texnomost (2012):** General Design Report (nicht publiziertes, internes Dokument des Projektkunden Azersu), Baku.

**Mimko / Texnomost (2010):** Supplementary Report – Goy-gol Water Works Rehabilitation in Ganja (nicht publiziertes, internes Dokument des Projektkunden Azersu), Baku.

**Mosonyi, Emil / Giesecke, Jürgen / Heimerl, Stephan (2009):**

Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb. 5. aktualisierte und erweiterte Auflage, Springer Verlag, Berlin und Heidelberg.

**Plath, Michael / Wichmann, Knut / Ludwig, G (2010):** DVGW-Information Wasser Nr. 77 Juli 2010. Handbuch Energieeffizienz / Energieeinsparung in der Wasserversorgung, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn/Osnabrück.

**Sigloch, Herbert (2006):** Strömungsmaschinen – Grundlagen und Anwendung. 3. neubearbeitete Auflage, Carl Hanser Verlag, München/Wien.

**Stucky (2012):** Ganja water supply system – Pressure breaker tank equipment (nicht publiziertes Dokument), Renens.

**Wolf, Thomas / KfW-Bank (2010):** Umwelt- und Klimaanlage (nicht publiziertes Dokument), Frankfurt.

**Zanke, Ulrich u.a. (2001):** Skript Wasserbau der Technischen Universität Darmstadt, Fachgebiet Wasserbau. Überarbeitete Neuauflage von Kubetzek, Tobias (2010/2011), Darmstadt.

## INTERNETQUELLEN

**Auswärtiges Amt:** Stichwort: Länderinformation Aserbaidshon, Stand 2012, Online im WWW abrufbar unter URL: [http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-odes\\_Uebersichtsseiten/Aserbaidshon\\_node.html](http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/01-odes_Uebersichtsseiten/Aserbaidshon_node.html) [18.3.13, 17:36 UTC].

**Boeing, Norbert:** Interne Zinsfussmethode, im WWW abrufbar unter URL: <http://www.zum.de/Faecher/kurse/boeing/udb/infin/InterneZinsfussmethode.pdf> [4.4.2013, 23:23 UTC].

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2004):** Hollywoodstar Klima, im WWW abrufbar unter URL: [http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/bs\\_tdat\\_01.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/bs_tdat_01.pdf) [15.4.13, 02:47 UTC].

**Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:** Thema Klima-Energie, Internationale Klimapolitik, Stand Dezember 2012, im WWW abrufbar unter URL: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/glossar/#clean> [25.3.13, 16:42 UTC].

**Climate Service Center (2012):** Globale CO<sub>2</sub>-Emissionen auf neuem Höchststand - Aktuelle Bilanz: Global Carbon Budget 2012, im WWW abrufbar unter URL: [http://www.climate-service-center.de/035210/index\\_0035210.html.de](http://www.climate-service-center.de/035210/index_0035210.html.de) [18.3.13, 12:07 UTC].

**CoinMill.com - Der Währungs-Umrechner,** im WWW abrufbar unter URL: [http://de.coinmill.com/AZN\\_EUR.html](http://de.coinmill.com/AZN_EUR.html) [04.04.2013, 13:04 UTC].

**Factfish:** Aserbaidshon: CO<sub>2</sub> Emissionen (kt), im WWW abrufbar unter URL: <http://www.factfish.com/de/statistik-land/aserebaidshon/co2%20emissionen> [19.3.13, 10:07 UTC].

**Gabler Verlag (Hrsg.):** Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Joint Implementation, im WWW abrufbar unter URL: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/9445/joint-implementation-v8.html> [25.3.13, 16:37 UTC].

**International Energy Agency:** Statistics Electricity > Electricity/Heat Data for Azerbaijan, im WWW abrufbar unter URL: [http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY\\_CODE=AZ](http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=AZ) [22.3.13, 12:57 UTC].

**Knobloch, Axel:** Analyse und Planung von Wasserversorgungsnetzen, Universität Karlsruhe, Online im WWW abrufbar unter URL: [http://kanet.iwg.uni-karlsruhe.de/download/04\\_Einfuehrung\\_in\\_die\\_Simulationssoftware\\_EPANET.pdf](http://kanet.iwg.uni-karlsruhe.de/download/04_Einfuehrung_in_die_Simulationssoftware_EPANET.pdf) [13.3.13, 12:47 UTC].

**Microsoft Corporation:** Office-Support Online, im WWW abrufbar unter URL: <http://office.microsoft.com/de-de/excel-help/ikv-funktion-HP010342631.aspx> [4.4.2013, 22:48 UTC].

**Rossman, Lewis A (2000):** EPANET 2 USERS MANUAL, im WWW abrufbar unter URL: <http://nepis.epa.gov/Adobe/PDF/P1007WWU.PDF> [4.1.13, 19:45 UTC].

**The World Bank Group:** Climate Change Knowledge Portal, Country or Territory: Azerbaijan, im WWW abrufbar unter URL: [http://sdwebx.worldbank.org/climateportal/index.cfm?page=country\\_historical\\_climate&ThisRegion=Asia&ThisCCCode=AZE](http://sdwebx.worldbank.org/climateportal/index.cfm?page=country_historical_climate&ThisRegion=Asia&ThisCCCode=AZE) [18.3.13, 19:40 UTC].

**Umweltbundesamt (2012):** Weltweite anthropogene Treibhausgas-Emissionen, im WWW abrufbar unter URL: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2346> [13.3.13, 16:24 UTC].

**United Nations (2012):** World Statistics Pocketbook 2011, New York, Online im WWW abrufbar unter URL: <http://unstats.un.org/unsd/pocketbook/Pocketbook%202011.pdf> [18.3.13, 15:07 UTC].

**United Nations Development Programme(2001):** Initial National Communication of Azerbaijan Republic on Climate Change PHASE 2 - Capacity Improvement Activities on Climate Change in the Priority Sectors of Economy of Azerbaijan, Baku, im WWW abrufbar unter URL: <http://www.unece.org/fileadmin/DAM/env/epr/experts/Azerbaijan/climate%20changes/azenc1add1.pdf> [15.4.13, 02:32 UTC].

**United Nations Framework Convention on Climate Change:** Approved Small Scale Methodologies, Grid connected renewable electricity generation --- Version 17.0, Ref AMS-I.D., im WWW abrufbar unter URL: [http://cdm.unfccc.int/filestorage/V/9/L/V9LRSXKP24Q7YT6HZDUBO3C0ING8AJ.1/EB61\\_repan17\\_Revision\\_AMS-I.D\\_ver17.pdf?t=VjR8bWt4ajJ1fDBd1ntgQvAlYn8fcicq7HZ6t](http://cdm.unfccc.int/filestorage/V/9/L/V9LRSXKP24Q7YT6HZDUBO3C0ING8AJ.1/EB61_repan17_Revision_AMS-I.D_ver17.pdf?t=VjR8bWt4ajJ1fDBd1ntgQvAlYn8fcicq7HZ6t) [8.4.13, 11:44 UTC].

**United Nations Framework Convention On Climate Change:** Status of Ratification of the Kyoto Protocol, im WWW abrufbar unter URL:

[http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/status\\_of\\_ratification/items/2613.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php) , [22.3.13, 10:29 UTC].

**Wagner/Koch u.a. (2007):** CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromversorgung, Online im WWW unter URL:

[http://www.vdi.de/fileadmin/vdi\\_de/redakteur\\_dateien/geu\\_dateien/FB4-Internetseiten/CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung\\_01.pdf](http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur_dateien/geu_dateien/FB4-Internetseiten/CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung_01.pdf) [22.3.13, 13:29 UTC].

**Währungsumrechner umrechnung.org:** im WWW abrufbar unter URL:

<http://www.umrechnung.org/waehrungen-umrechnen/waehrungs-kurs-umrechner.htm> [7.4.13, 15:49 UTC].

**Wikipedia Autoren:** Kapitalwert, Datum der letzten Bearbeitung: 3. April 2013, 20:53 Uhr UTC im WWW abrufbar unter URL: <http://de.wikipedia.org/wiki/Kapitalwert> [8.4.2013, 22:41 UTC].

## RECHTSQUELLENVERZEICHNIS

**Erneuerbare-Energien-Gesetz** vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 69 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist.

**Energiewirtschaftsgesetz** vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 1 u. 2 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist.





## **ANNEX**

Annex 1: Berechnung der Koordinaten

Annex 2: Berechnung des Druckverlaufs



# **ANNEX 1**

## **Berechnung der Koordinaten**

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
Intake	0,00		1316,22	8613633,73		4478501,87	
B1	16,61	1319,16	1316,21	8613617,16		4478503,08	
G1	18,39	1317,81	1316,21	8613602,50		4478514,18	
G2	57,46	1313,57	1311,97	8613556,68		4478548,85	
B2	1,54	1313,46	1311,47	8613555,45	8613555,45	4478549,78	4478549,78
G3	3,47	1311,94	1310,34	8613552,00		4478550,10	
G4	12,48	1307,88	1306,28	8613539,57		4478551,26	
G5	11,55	1306,31	1304,71	8613528,07		4478552,34	
G6	10,93	1305,26	1303,23	8613517,19		4478553,36	
B3	6,49	1304,30	1302,34	8613510,72	8613510,72	4478553,96	4478553,96
G7	2,43	1303,61	1302,01	8613509,20		4478555,85	
G8	9,33	1301,00	1299,40	8613503,34		4478563,12	
G9	15,02	1298,44	1296,67	8613493,91		4478574,81	
G10	19,71	1294,98	1293,08	8613481,55		4478590,16	
B4	12,03	1292,49	1290,89	8613473,99	8613474,00	4478599,53	4478599,52
G11	10,60	1289,54	1287,94	8613471,56		4478609,85	
G12	8,30	1287,49	1285,62	8613469,65		4478617,93	
G13	19,79	1282,27	1280,11	8613465,11		4478637,19	
G14	15,87	1277,71	1275,69	8613461,46		4478652,63	
G15	8,28	1274,98	1273,38	8613459,56		4478660,69	
B5	8,68	1272,54	1270,83	8613457,57	8613457,57	4478669,14	4478669,14
G16	16,64	1267,62	1265,93	8613451,39		4478684,59	
G17	10,08	1264,56	1262,96	8613447,64		4478693,95	
PK3	4,29	1263,30	1261,70	8613446,05		4478697,93	
G18	6,97	1261,25	1259,65	8613443,46		4478704,40	
B6	14,67	1257,92	1256,14	8613438,01	8613438,01	4478718,02	4478718,02
G19	23,48	1252,12	1250,52	8613428,04		4478739,28	
G20	17,94	1248,37	1246,37	8613420,43		4478755,52	
B7	9,04	1246,63	1244,27	8613416,59	8613416,59	4478763,71	4478763,71
G21	19,74	1241,30	1239,65	8613405,46		4478780,02	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G22	6,58	1240,01	1238,18	8613401,76		4478785,45	
G23	5,22	1238,99	1237,39	8613398,81		4478789,76	
G24	15,17	1237,54	1235,10	8613390,26		4478802,29	
B8	14,18	1235,20	1232,96	8613382,27	8613382,27	4478814,01	4478814,01
G25	12,61	1232,66	1231,01	8613375,74		4478824,80	
G26	7,06	1232,02	1229,99	8613372,09		4478830,84	
G27	5,19	1231,55	1229,77	8613369,40		4478835,28	
B9	17,49	1230,63	1229,03	8613360,35	8613360,35	4478850,25	4478850,25
PK5	24,67	1229,58	1227,98	8613345,23		4478869,75	
G28	21,46	1228,66	1227,06	8613332,08		4478886,70	
G29	17,48	1228,46	1226,32	8613321,37		4478900,52	
G30	8,60	1227,74	1225,95	8613316,10		4478907,31	
G31	10,41	1227,65	1225,51	8613309,72		4478915,54	
B10	14,59	1227,15	1224,88	8613300,78	8613300,78	4478927,07	4478927,07
G32	10,99	1226,02	1224,42	8613297,42		4478937,53	
G33	10,53	1224,54	1222,55	8613294,21		4478947,56	
PK6	5,93	1223,33	1221,50	8613292,39		4478953,21	
G34	7,10	1221,89	1220,24	8613290,23		4478959,97	
G35	13,90	1219,48	1217,78	8613285,98		4478973,20	
B11	16,72	1216,42	1214,82	8613280,87	8613280,87	4478989,13	4478989,12
G36	9,87	1215,21	1213,07	8613280,59		4478999,00	
G37	8,90	1214,00	1211,49	8613280,34		4479007,89	
G38	7,80	1211,90	1210,11	8613280,12		4479015,69	
G39	7,35	1210,41	1208,81	8613279,92		4479023,04	
B12	5,93	1209,21	1207,56	8613279,75	8613279,75	4479028,95	4479028,96
G40	16,26	1205,75	1204,13	8613285,54		4479044,14	
PK7	6,17	1204,44	1202,83	8613287,74		4479049,91	
G41	8,35	1202,67	1201,07	8613290,71		4479057,71	
B13	7,82	1201,56	1199,61	8613293,50	8613293,50	4479065,02	4479065,02
G42	12,29	1198,92	1197,32	8613294,50		4479077,27	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G43	21,96	1192,61	1191,01	8613296,28		4479099,16	
G44	12,02	1190,11	1188,27	8613297,25		4479111,14	
B14	17,38	1186,48	1184,30	8613298,66	8613298,66	4479128,47	4479128,46
G45	13,11	1183,70	1181,32	8613298,00		4479141,56	
PK8	7,07	1181,64	1179,70	8613297,64		4479148,62	
G46	5,33	1180,09	1178,49	8613297,37		4479153,95	
G47	6,79	1178,29	1176,67	8613297,03		4479160,73	
B15	10,79	1175,38	1173,77	8613296,49	8613296,49	4479171,49	4479171,51
G48	9,31	1173,05	1171,28	8613293,35		4479180,25	
G49	12,52	1169,52	1167,92	8613289,12		4479192,04	
G50	26,89	1163,51	1161,91	8613280,03		4479217,35	
G51	12,54	1160,87	1159,11	8613275,80		4479229,15	
PK9	15,83	1158,89	1156,92	8613270,45		4479244,05	
G52	4,92	1158,34	1156,23	8613268,79		4479248,68	
B16	16,65	1155,97	1153,92	8613263,16	8613263,16	4479264,36	4479264,35
G53	21,41	1154,79	1152,67	8613253,39		4479283,41	
G54	8,41	1153,97	1152,18	8613249,56		4479290,90	
G55	15,61	1153,74	1151,26	8613242,44		4479304,79	
B17	9,40	1153,28	1150,71	8613238,15	8613238,15	4479313,15	4479313,15
G56	17,23	1151,88	1149,70	8613228,52		4479327,44	
PK10	6,38	1151,29	1149,33	8613224,95		4479332,73	
G57	10,41	1150,32	1148,72	8613219,13		4479341,36	
G58	20,16	1149,46	1147,54	8613207,86		4479358,07	
B18	26,33	1147,68	1145,99	8613193,14	8613193,14	4479379,90	4479379,90
G59	1,65	1147,50	1145,90	8613192,73		4479381,50	
G60	5,11	1146,95	1144,94	8613191,45		4479386,45	
G61	8,55	1144,94	1143,34	8613189,32		4479394,73	
G62	9,94	1143,69	1141,48	8613186,84		4479404,35	
G63	4,42	1144,06	1142,46	8613185,73		4479408,63	
G64	11,87	1146,69	1145,09	8613182,77		4479420,13	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G65	20,27	1148,13	1146,53	8613177,71		4479439,75	
G66	33,01	1150,53	1148,86	8613169,47		4479471,72	
G67	15,39	1151,78	1149,95	8613165,63		4479486,62	
B19	4,92	1152,18	1149,95	8613164,41	8613164,40	4479491,36	4479491,39
B20	9,68	1151,97	1149,96	8613171,16	8613171,16	4479498,30	4479498,30
PK12	18,31	1151,79	1149,96	8613162,92		4479514,65	
G68	21,64	1151,57	1149,97	8613153,17		4479533,97	
B21	40,98	1153,57	1150,13	8613134,72	8613134,72	4479570,57	4479570,56
G69	18,84	1151,80	1150,20	8613124,07		4479586,11	
G70	11,50	1151,99	1150,25	8613117,58		4479595,60	
PK13	7,04	1152,15	1150,28	8613113,60		4479601,41	
G71	5,45	1152,28	1150,30	8613110,52		4479605,91	
B22	10,16	1152,53	1150,34	8613104,78	8613104,78	4479614,29	4479614,29
G72	12,86	1151,99	1150,39	8613095,61		4479623,31	
G73	22,40	1151,05	1149,36	8613079,64		4479639,01	
G74	15,20	1150,65	1148,66	8613068,80		4479649,66	
G75	10,53	1150,25	1148,18	8613061,29		4479657,05	
B23	18,40	1149,14	1147,34	8613048,16	8613048,16	4479669,95	4479669,95
PK14	4,99	1148,87	1147,11	8613045,07		4479673,87	
G76	20,67	1147,77	1146,17	8613032,27		4479690,10	
B24	25,65	1146,82	1145,18	8613016,39	8613016,39	4479710,25	4479710,24
G77	21,88	1145,94	1144,34	8613013,87		4479731,98	
G78	4,59	1145,87	1144,16	8613013,35		4479736,54	
G79	7,35	1145,76	1144,16	8613012,50		4479743,85	
G80	10,71	1145,83	1144,16	8613011,27		4479754,48	
PK15	9,15	1146,12	1144,15	8613010,22		4479763,57	
B25	2,86	1146,21	1144,15	8613009,89	8613009,89	4479766,40	4479766,41
G81	0,67	1145,75	1144,15	8613009,70		4479767,04	
G82	10,00	1138,90	1137,30	8613006,79		4479776,61	
G83	23,30	1144,93	1143,33	8613000,03		4479798,91	
B26	16,56	1134,02	1132,42	8612995,22	8612995,22	4479814,77	4479814,75

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G84	2,03	1133,37	1131,09	8612995,08		4479816,80	
G85	8,21	1130,73	1129,13	8612994,53		4479824,99	
B27	7,41	1128,96	1127,36	8612994,03	8612994,03	4479832,38	4479832,38
G86	10,32	1126,70	1124,89	8612996,63		4479842,37	
G87	11,52	1124,72	1122,14	8612999,54		4479853,51	
B28	1,17	1124,52	1122,01	8612999,83	8612999,83	4479854,64	4479854,65
PK16	5,94	1123,82	1121,32	8613003,88		4479858,98	
G88	14,98	1122,04	1119,60	8613014,10		4479869,94	
G89	11,54	1120,20	1118,28	8613021,96		4479878,38	
G90	11,26	1118,69	1116,98	8613029,64		4479886,62	
B29	14,00	1117,05	1115,37	8613039,19	8613039,19	4479896,86	4479896,86
G91	14,33	1115,33	1113,73	8613050,57		4479905,57	
G92	21,86	1113,33	1111,22	8613067,94		4479918,85	
PK17	12,03	1111,73	1109,82	8613077,49		4479926,15	
B30	16,61	1109,52	1107,92	8613090,69	8613090,68	4479936,25	4479936,25
G93	5,52	1109,29	1107,29	8613095,92		4479938,03	
G94	30,09	1108,01	1106,41	8613124,41		4479947,71	
G95	13,75	1107,69	1106,01	8613137,43		4479952,13	
G96	12,07	1107,26	1105,66	8613148,85		4479956,01	
PK18	21,96	1108,35	1105,65	8613169,65		4479963,08	
G97	5,93	1108,65	1105,65	8613175,26		4479964,98	
G98	7,65	1108,74	1105,65	8613182,51		4479967,44	
B31	11,74	1109,18	1105,64	8613193,62	8613193,62	4479971,22	4479971,22
G99	15,90	1108,57	1105,64	8613208,49		4479976,84	
B32	23,87	1107,64	1105,63	8613230,82	8613230,82	4479985,27	4479985,27
G100	2,06	1107,23	1105,63	8613232,75		4479986,00	
G101	7,52	1105,73	1104,13	8613239,79		4479988,64	
G102	11,00	1105,04	1103,27	8613250,08		4479992,52	
G103	13,10	1103,85	1102,24	8613262,34		4479997,13	
G104	14,44	1102,71	1101,11	8613275,86		4480002,21	
B33	5,79	1102,41	1100,65	8613281,27	8613281,28	4480004,25	4480004,25



Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (huNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G105	5,14	1102,33	1100,25	8613285,67		4480006,90	
G106	8,37	1100,74	1099,14	8613292,84		4480011,22	
G107	12,27	1099,13	1097,51	8613303,35		4480017,55	
B34	13,39	1097,33	1095,73	8613314,83	8613314,83	4480024,46	4480024,46
G108	9,60	1096,51	1094,46	8613323,74		4480028,04	
G109	7,16	1095,90	1094,08	8613330,38		4480030,71	
PK20	25,09	1094,37	1092,77	8613353,66		4480040,06	
G110	60,35	1091,21	1089,61	8613409,66		4480062,56	
G111	10,04	1090,73	1089,09	8613418,98		4480066,30	
G112	2,69	1090,60	1089,00	8613421,48		4480067,30	
G113	24,86	1089,76	1088,16	8613444,54		4480076,57	
G114	12,47	1089,35	1087,74	8613456,12		4480081,22	
G115	13,51	1089,07	1087,28	8613468,65		4480086,26	
G116	3,90	1088,98	1087,10	8613472,27		4480087,71	
B35	5,39	1088,44	1086,84	8613477,25	8613477,27	4480089,71	4480089,72
G117	22,82	1087,37	1085,77	8613499,37		4480095,31	
G118	5,78	1087,14	1085,50	8613504,98		4480096,73	
G119	5,37	1086,92	1085,32	8613510,18		4480098,05	
G120	14,79	1086,47	1084,82	8613524,52		4480101,68	
G121	11,90	1086,25	1084,42	8613536,05		4480104,60	
PK22	6,14	1085,96	1084,21	8613542,01		4480106,10	
G122	5,99	1085,67	1084,01	8613547,81		4480107,58	
B36	17,34	1085,31	1083,42	8613564,62	8613564,62	4480111,83	4480111,83
G123	6,12	1085,09	1083,21	8613570,25		4480114,22	
G124	9,59	1084,54	1082,89	8613579,08		4480117,97	
G125	15,59	1084,34	1082,36	8613593,43		4480124,06	
G126	14,54	1083,57	1081,87	8613606,81		4480129,75	
G127	17,50	1082,88	1081,28	8613622,92		4480136,58	
PK23	13,32	1082,60	1080,89	8613635,18		4480141,79	
B37	10,27	1082,39	1080,59	8613644,65	8613644,64	4480145,81	4480145,80

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G128	22,24	1081,73	1079,94	8613664,89		4480155,03	
G129	13,85	1081,32	1079,53	8613677,49		4480160,77	
G130	22,11	1080,49	1078,89	8613697,62		4480169,93	
PK24	31,54	1079,50	1077,81	8613726,32		4480183,01	
PK25	100,00	1076,37	1074,39	8613817,32		4480224,46	
B38	6,39	1076,17	1074,18	8613823,13	8613823,14	4480227,10	4480227,10
G131	28,25	1075,30	1073,21	8613845,81		4480243,94	
G132	17,94	1074,20	1072,60	8613860,21		4480254,64	
G133	23,76	1073,32	1071,72	8613879,29		4480268,81	
G134	26,37	1072,46	1070,74	8613900,46		4480284,53	
G135	30,24	1071,36	1069,62	8613924,73		4480302,56	
G136	27,68	1070,42	1068,59	8613946,96		4480319,06	
G137	16,72	1069,86	1068,16	8613960,38		4480329,03	
PK27	22,66	1069,21	1067,58	8613978,57		4480342,54	
G138	10,14	1068,92	1067,32	8613986,71		4480348,59	
G139	29,27	1068,21	1066,57	8614010,21		4480366,04	
B39	37,20	1067,57	1065,62	8614040,06	8614040,07	4480388,21	4480388,22
PK28	23,40	1066,85	1065,02	8614056,23		4480405,13	
G140	42,70	1065,54	1063,93	8614085,73		4480435,99	
B40	30,46	1064,75	1063,15	8614106,78	8614106,78	4480458,01	4480458,01
G141	25,05	1064,16	1062,51	8614123,41		4480476,74	
G142	33,86	1063,35	1061,75	8614145,89		4480502,07	
G143	18,25	1063,13	1061,34	8614158,00		4480515,71	
G144	46,38	1062,45	1060,30	8614188,79		4480550,40	
PK30	3,29	1062,39	1060,23	8614190,98		4480552,86	
G145	39,86	1061,69	1059,33	8614217,44		4480582,67	
G146	29,10	1061,01	1058,68	8614236,76		4480604,43	
G147	30,53	1060,41	1057,99	8614257,03		4480627,26	
B41	21,95	1059,96	1057,50	8614271,60	8614271,60	4480643,68	4480643,68
G148	61,91	1057,71	1056,11	8614307,05		4480694,43	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (huNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G149	13,14	1057,48	1055,74	8614314,58		4480705,21	
PK32	3,51	1057,40	1055,65	8614316,59		4480708,08	
G150	32,57	1056,63	1054,74	8614335,24		4480734,78	
B42	32,46	1056,02	1053,84	8614353,83	8614353,83	4480761,40	4480761,40
G151	32,44	1054,78	1052,94	8614373,30		4480787,35	
G152	42,33	1053,46	1051,77	8614398,70		4480821,21	
G153	36,68	1052,48	1050,75	8614420,71		4480850,55	
PK33	23,52	1051,72	1050,10	8614434,82		4480869,37	
G154	4,76	1051,57	1049,96	8614437,68		4480873,18	
G155	17,09	1051,26	1049,66	8614447,93		4480886,85	
B43	22,92	1050,86	1049,26	8614461,69	8614461,69	4480905,19	4480905,18
G156	37,35	1050,27	1048,60	8614482,25		4480936,37	
PK35	17,87	1049,97	1048,29	8614492,09		4480951,29	
B44	20,09	1049,64	1047,94	8614503,15	8614503,15	4480968,07	4480968,06
G157	2,90	1049,48	1047,88	8614503,77		4480970,90	
G158	26,66	1048,08	1046,48	8614509,47		4480996,95	
G159	19,75	1047,17	1045,44	8614513,69		4481016,24	
G160	15,08	1046,60	1044,64	8614516,92		4481030,97	
G161	11,37	1045,96	1044,05	8614519,35		4481042,08	
B45	1,61	1045,87	1043,99	8614519,69	8614519,69	4481043,65	4481043,65
B46	17,80	1044,96	1043,36	8614528,89	8614528,89	4481058,89	4481058,89
G162	19,94	1044,29	1042,66	8614541,41		4481074,41	
B47	18,50	1043,63	1042,01	8614553,04	8614553,03	4481088,81	4481088,80
G163	38,81	1042,24	1040,64	8614580,17		4481116,56	
PK37	7,47	1042,08	1040,46	8614585,39		4481121,90	
G164	28,53	1041,46	1039,76	8614605,34		4481142,30	
G165	40,17	1040,39	1038,77	8614633,42		4481171,02	
PK38	31,30	1039,61	1038,01	8614655,31		4481193,40	
G166	4,69	1039,49	1037,89	8614658,58		4481196,76	
G167	16,12	1039,09	1037,37	8614669,85		4481208,28	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
B48	20,33	1038,68	1036,72	8614684,07	8614684,07	4481222,82	4481222,82
G168	16,51	1037,79	1036,19	8614690,41		4481238,06	
B49	5,31	1037,78	1036,01	8614692,45	8614692,45	4481242,96	4481242,97
G169	13,94	1037,21	1035,57	8614680,25		4481249,71	
B50	11,88	1037,00	1035,18	8614669,86	8614669,86	4481255,46	4481255,46
PK39	11,23	1036,61	1034,82	8614658,73		4481256,95	
G170	22,73	1036,27	1034,09	8614636,20		4481259,97	
G171	3,97	1036,21	1034,12	8614632,27		4481260,50	
B51	4,97	1036,76	1034,17	8614627,35	8614627,34	4481261,16	4481261,16
G172	2,04	1035,78	1034,18	8614625,89		4481262,58	
G173	12,01	1035,97	1034,29	8614617,28		4481270,96	
G174	8,69	1038,02	1034,36	8614611,05		4481277,02	
G175	6,02	1037,65	1034,42	8614606,74		4481281,22	
G176	6,97	1036,08	1034,48	8614601,74		4481286,08	
G177	7,65	1036,43	1034,54	8614596,26		4481291,41	
G178	2,97	1036,43	1034,57	8614594,13		4481293,48	
B52	5,27	1038,72	1034,62	8614590,34	8614590,35	4481297,17	4481297,16
PK40	16,69	1038,24	1034,76	8614604,82		4481305,47	
G179	5,24	1038,09	1034,81	8614609,37		4481308,07	
G180	17,45	1037,02	1034,96	8614624,51		4481316,75	
G181	13,84	1037,04	1035,08	8614636,52		4481323,63	
B53	10,00	1037,17	1035,17	8614645,19	8614645,19	4481328,60	4481328,60
G182	13,07	1037,11	1035,28	8614652,45		4481339,47	
G183	7,49	1037,08	1035,29	8614656,62		4481345,69	
G184	10,71	1037,42	1035,29	8614662,57		4481354,59	
G185	14,52	1037,60	1035,30	8614670,64		4481366,67	
B54	9,85	1037,42	1035,30	8614676,12	8614676,12	4481374,86	4481374,85
G186	26,39	1036,93	1035,31	8614695,92		4481392,31	
B55	6,09	1036,92	1035,32	8614700,49	8614700,49	4481396,34	4481396,34
G186	11,57	1037,49	1035,65	8614706,58		4481406,18	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G187	13,81	1038,10	1036,06	8614713,85		4481417,92	
B56	5,57	1038,13	1036,22	8614716,78	8614716,78	4481422,65	4481422,65
G188	27,65	1038,67	1037,04	8614729,43		4481447,24	
G189	9,44	1038,93	1037,31	8614733,74		4481455,63	
B57	22,52	1039,89	1037,97	8614744,04	8614744,04	4481475,65	4481475,66
G190	9,36	1039,85	1038,25	8614750,00		4481482,87	
G191	12,36	1041,23	1039,63	8614757,87		4481492,40	
G192	6,86	1042,08	1040,40	8614762,24		4481497,68	
G193	2,79	1042,42	1040,82	8614764,02		4481499,84	
B58	7,55	1043,96	1041,97	8614768,83	8614768,83	4481505,66	4481505,66
G194	19,70	1046,57	1044,97	8614778,95		4481522,56	
G195	16,47	1048,47	1046,78	8614787,41		4481536,69	
B59	12,33	1049,81	1048,14	8614793,75	8614793,75	4481547,27	4481547,27
G196	20,26	1051,97	1050,37	8614800,46		4481566,39	
B60	12,38	1053,40	1051,73	8614804,56	8614804,56	4481578,07	4481578,07
G197	17,09	1055,60	1053,62	8614806,76		4481595,02	
G198	9,27	1056,24	1054,64	8614807,95		4481604,21	
B61	4,26	1056,53	1054,77	8614808,50	8614808,50	4481608,43	4481608,44
G199	17,03	1057,34	1055,31	8614807,06		4481625,40	
PK44	7,08	1057,45	1055,54	8614806,46		4481632,45	
G200	8,62	1057,58	1055,81	8614805,73		4481641,04	
G201	20,53	1058,06	1056,46	8614803,99		4481661,50	
B62	15,79	1058,92	1056,96	8614802,65	8614802,65	4481677,24	4481677,23
G202	8,02	1058,95	1057,21	8614800,02		4481684,82	
G203	7,38	1058,98	1057,03	8614797,60		4481691,79	
G204	12,22	1058,34	1056,74	8614793,59		4481703,33	
G205	22,26	1058,20	1056,20	8614786,29		4481724,36	
PK45	5,18	1058,24	1056,07	8614784,59		4481729,25	
G206	10,93	1058,31	1055,80	8614781,00		4481739,58	
G207	9,36	1057,18	1055,58	8614777,93		4481748,42	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G208	9,33	1057,85	1055,35	8614774,87		4481757,23	
G209	1,54	1057,96	1055,91	8614774,37		4481758,69	
B63	3,53	1058,78	1057,18	8614773,21	8614773,21	4481762,02	4481762,02
G210	12,32	1063,23	1061,63	8614768,79		4481774,34	
G211	25,08	1076,30	1074,70	8614759,79		4481796,93	
B64	25,08	1089,37	1087,77	8614750,80	8614750,80	4481820,33	4481820,34
G212	7,39	1092,25	1090,57	8614747,27		4481826,82	
G213	15,63	1099,52	1096,49	8614739,82		4481840,56	
B65	18,81	1107,18	1103,61	8614730,84	8614730,84	4481857,10	4481857,09
G214	19,45	1112,58	1110,98	8614720,86		4481873,79	
B66	6,54	1114,75	1112,88	8614717,50	8614717,50	4481879,41	4481879,41
G215	8,27	1117,36	1115,28	8614712,40		4481885,92	
G216	10,89	1120,18	1118,44	8614705,68		4481894,49	
G217	12,08	1124,76	1121,95	8614698,22		4481903,99	
PK47	3,76	1125,91	1123,04	8614695,90		4481906,95	
G218	13,20	1129,93	1126,88	8614687,76		4481917,34	
B67	13,84	1132,50	1130,90	8614679,21	8614679,22	4481928,24	4481928,23
B68	13,21	1133,29	1131,36	8614679,13	8614679,13	4481941,44	4481941,45
G219	16,36	1133,53	1131,93	8614669,13		4481954,38	
G220	11,01	1134,17	1132,32	8614662,39		4481963,10	
G221	14,42	1135,01	1133,34	8614653,58		4481974,51	
PK48	17,96	1136,24	1134,62	8614642,59		4481988,72	
G222	11,66	1137,04	1135,44	8614635,46		4481997,94	
G223	32,38	1139,92	1137,74	8614615,66		4482023,56	
G224	24,04	1141,66	1139,45	8614600,96		4482042,59	
G225	15,52	1142,15	1140,55	8614591,47		4482054,87	
G226	10,87	1142,92	1141,32	8614584,83		4482063,47	
PK49	5,53	1143,61	1141,81	8614581,44		4482067,84	
G227	5,08	1144,24	1142,25	8614578,34		4482071,86	
B69	22,02	1146,05	1144,18	8614564,87	8614564,87	4482089,29	4482089,29

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G228	17,01	1147,28	1145,68	8614554,85		4482103,03	
G229	5,92	1148,05	1146,19	8614551,36		4482107,82	
G230	4,93	1148,69	1147,09	8614548,46		4482111,80	
G231	11,61	1150,80	1149,20	8614541,62		4482121,18	
G232	6,70	1152,48	1150,42	8614537,67		4482126,60	
G233	8,42	1154,32	1151,95	8614532,71		4482133,40	
G234	6,59	1155,04	1153,15	8614528,82		4482138,72	
G235	2,68	1155,24	1153,64	8614527,25		4482140,89	
PK50	9,05	1155,89	1154,03	8614521,91		4482148,20	
B70	2,00	1156,04	1154,11	8614520,74	8614520,73	4482149,81	4482149,82
G236	7,42	1156,03	1154,43	8614517,24		4482156,35	
G237	19,26	1154,43	1152,83	8614508,16		4482173,34	
G238	8,24	1154,53	1152,78	8614504,27		4482180,60	
B71	10,12	1154,32	1152,72	8614499,55	8614499,50	4482189,44	4482189,53
G239	7,60	1154,60	1152,68	8614498,25		4482196,93	
G240	8,43	1154,95	1153,34	8614496,80		4482205,23	
B72	13,82	1156,03	1154,43	8614494,57	8614494,43	4482218,03	4482218,85
G241	24,04	1157,93	1156,33	8614501,18		4482241,14	
G242	4,53	1158,55	1156,70	8614502,42		4482245,50	
B73	1,64	1158,77	1157,12	8614502,94	8614502,88	4482247,30	4482247,08
G243	13,43	1162,21	1160,55	8614512,02		4482257,20	
G244	4,17	1163,21	1161,61	8614514,84		4482260,27	
G245	25,05	1164,83	1163,23	8614531,77		4482278,73	
B74	15,07	1163,56	1161,96	8614541,95	8614541,95	4482289,84	4482289,84
G246	17,75	1159,80	1158,20	8614555,21		4482301,63	
G247	10,53	1157,75	1155,98	8614563,08		4482308,63	
G248	1,03	1157,56	1155,96	8614563,85		4482309,32	
PK52	6,57	1157,38	1155,78	8614568,76		4482313,68	
G249	5,97	1157,21	1155,61	8614573,22		4482317,65	
G250	14,99	1157,58	1155,50	8614584,43		4482327,61	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G251	13,10	1159,06	1155,40	8614594,22		4482336,31	
B75	3,72	1159,21	1155,37	8614597,00	8614597,00	4482338,79	4482338,79
G252	12,95	1158,83	1155,27	8614605,96		4482348,14	
G253	11,87	1158,15	1155,18	8614614,16		4482356,72	
G254	8,60	1157,42	1155,11	8614620,11		4482362,93	
G255	14,87	1156,60	1155,00	8614630,40		4482373,67	
G256	12,01	1157,23	1155,32	8614638,70		4482382,34	
B76	8,68	1157,59	1155,56	8614644,71	8614644,70	4482388,62	4482388,61
G257	11,95	1157,73	1155,88	8614650,03		4482399,32	
G258	13,18	1158,14	1156,24	8614655,90		4482411,12	
B77	8,56	1158,07	1156,47	8614659,72	8614659,72	4482418,79	4482418,78
G259	12,50	1158,72	1156,81	8614662,79		4482430,91	
G260	3,86	1158,51	1156,91	8614663,73		4482434,65	
G261	1,19	1158,45	1156,83	8614664,03		4482435,80	
G262	10,18	1157,75	1156,07	8614666,52		4482445,67	
G263	22,87	1156,05	1154,38	8614672,14		4482467,84	
PK54	8,93	1155,35	1153,72	8614674,33		4482476,50	
G264	7,98	1154,73	1153,13	8614676,28		4482484,24	
G265	10,66	1154,07	1152,45	8614678,90		4482494,57	
G266	16,57	1153,26	1151,40	8614682,97		4482510,63	
G267	18,59	1151,88	1150,21	8614687,53		4482528,66	
G268	22,02	1150,45	1148,82	8614692,93		4482550,00	
G269	11,06	1149,72	1148,12	8614695,64		4482560,72	
PK55	13,12	1148,96	1147,28	8614698,86		4482573,44	
G270	4,99	1148,67	1146,97	8614700,09		4482578,28	
G271	0,86	1148,65	1146,91	8614700,30		4482579,11	
G272	12,96	1148,41	1146,81	8614703,48		4482591,68	
G273	13,88	1148,30	1146,70	8614706,88		4482605,13	
G274	8,18	1148,45	1146,64	8614708,89		4482613,06	
G275	4,43	1148,20	1146,60	8614709,98		4482617,36	



Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (huNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G276	7,59	1147,49	1146,16	8614711,84		4482624,72	
B78	9,78	1147,18	1145,58	8614714,24	8614714,24	4482634,20	4482634,20
G277	8,95	1147,17	1145,39	8614714,93		4482643,12	
G278	11,56	1146,76	1145,14	8614715,82		4482654,65	
G279	12,34	1146,48	1144,88	8614716,78		4482666,95	
PK56	4,48	1146,46	1144,87	8614717,12		4482671,42	
G280	9,38	1146,43	1144,84	8614717,85		4482680,77	
G281	13,93	1146,40	1144,80	8614718,92		4482694,66	
G282	10,92	1146,52	1144,92	8614719,76		4482705,55	
G283	18,52	1146,73	1145,12	8614721,19		4482724,01	
G284	7,80	1146,92	1145,21	8614721,80		4482731,79	
G285	3,80	1147,01	1145,41	8614722,09		4482735,58	
G286	9,25	1147,51	1145,89	8614722,80		4482744,80	
G287	18,04	1148,43	1146,83	8614724,20		4482762,79	
G288	7,04	1148,96	1147,30	8614724,74		4482769,80	
G289	18,68	1150,15	1148,55	8614726,18		4482788,43	
G290	4,22	1150,42	1148,67	8614726,51		4482792,64	
G291	12,48	1150,79	1149,04	8614727,47		4482805,08	
G292	8,35	1150,89	1149,29	8614728,12		4482813,40	
G293	14,78	1151,33	1149,73	8614729,26		4482828,14	
G294	12,29	1151,05	1149,38	8614730,21		4482840,39	
B79	4,97	1150,83	1149,23	8614730,59	8614730,59	4482845,35	4482845,35
G295	17,35	1150,70	1148,74	8614726,17		4482862,13	
PK58	8,19	1150,45	1148,51	8614724,08		4482870,05	
G296	3,36	1150,34	1148,42	8614723,22		4482873,29	
G297	2,74	1149,94	1148,34	8614722,52		4482875,94	
G298	13,61	1147,93	1146,33	8614719,05		4482889,10	
G299	14,46	1144,81	1143,15	8614715,37		4482903,09	
G300	17,89	1141,14	1139,23	8614710,80		4482920,39	
G301	22,38	1135,99	1134,32	8614705,10		4482942,03	
B80	11,08	1133,48	1131,88	8614702,27	8614702,27	4482952,75	4482952,74

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G302	5,95	1132,36	1130,58	8614703,42		4482958,59	
G303	3,26	1131,75	1130,14	8614704,05		4482961,79	
G304	6,82	1130,81	1129,21	8614705,36		4482968,48	
G305	10,02	1130,05	1127,85	8614707,29		4482978,31	
G306	2,39	1129,12	1127,52	8614707,75		4482980,66	
B81	1,38	1130,32	1128,04	8614708,02	8614708,02	4482982,02	4482982,01
G307	3,75	1131,02	1129,42	8614710,68		4482984,66	
G308	18,49	1137,48	1135,78	8614723,80		4482997,69	
G309	6,63	1139,66	1138,06	8614728,51		4483002,36	
G310	13,07	1142,88	1141,28	8614737,79		4483011,57	
G311	3,74	1144,89	1142,21	8614740,44		4483014,20	
G312	15,28	1147,60	1146,00	8614751,28		4483024,97	
G313	9,13	1147,83	1146,17	8614757,76		4483031,40	
G314	12,61	1148,01	1146,41	8614766,71		4483040,28	
PK60	1,93	1148,23	1146,63	8614768,08		4483041,64	
G315	17,77	1150,24	1148,64	8614780,70		4483054,16	
G316	5,93	1151,41	1149,73	8614784,90		4483058,34	
G317	9,13	1153,66	1151,40	8614791,38		4483064,77	
B82	10,63	1154,94	1153,34	8614798,94		4483072,27	4483072,26
G318	11,78	1154,77	1152,57	8614805,57		4483082,00	
G319	7,99	1153,64	1152,04	8614810,07		4483088,61	
G320	7,76	1153,19	1151,53	8614814,44		4483095,02	
G321	8,31	1152,71	1151,11	8614819,12		4483101,89	
G322	12,17	1152,08	1150,48	8614825,98		4483111,94	
G323	9,14	1151,95	1150,29	8614831,12		4483119,50	
B83	18,29	1151,94	1149,87	8614841,43	8614841,42	4483134,62	4483134,61
G324	10,11	1151,24	1149,64	8614846,63		4483143,29	
G325	15,03	1150,46	1148,69	8614854,36		4483156,18	
G326	11,34	1149,58	1147,98	8614860,19		4483165,91	
G327	16,65	1148,81	1147,18	8614868,75		4483180,19	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (huNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G328	18,19	1147,95	1146,30	8614878,11		4483195,79	
PK62	9,77	1147,44	1145,83	8614883,13		4483204,16	
G329	3,27	1147,27	1145,67	8614884,82		4483206,97	
G330	16,97	1146,63	1144,85	8614893,54		4483221,52	
G331	2,36	1146,53	1144,74	8614894,76		4483223,55	
G332	7,87	1146,16	1144,56	8614898,80		4483230,30	
G333	11,84	1145,96	1144,29	8614904,89		4483240,45	
G334	19,06	1145,46	1143,86	8614914,70		4483256,80	
G335	9,14	1145,80	1143,99	8614919,40		4483264,63	
G336	23,81	1146,59	1144,22	8614931,64		4483285,05	
PK63	13,20	1148,73	1144,40	8614938,43		4483296,38	
B84	1,36	1148,95	1144,42	8614935,26	8614939,13	4483291,09	4483297,54
G337	15,74	1148,16	1144,64	8614942,80		4483304,90	
G338	13,05	1147,55	1144,83	8614949,06		4483316,36	
G339	1,80	1147,47	1144,85	8614949,92		4483317,94	
G340	9,02	1147,55	1144,98	8614954,25		4483325,85	
G341	25,76	1146,94	1145,34	8614966,59		4483348,46	
G342	20,23	1147,73	1146,13	8614976,29		4483366,21	
G343	10,73	1148,97	1147,35	8614981,44		4483375,63	
PK64	2,31	1149,68	1147,61	8614982,54		4483377,66	
G344	2,37	1150,41	1147,63	8614983,68		4483379,74	
B85	3,23	1150,75	1147,66	8614985,23	8614985,23	4483382,58	4483382,57
G345	7,14	1149,83	1147,74	8614989,49		4483388,31	
G346	3,57	1149,70	1147,77	8614991,62		4483391,18	
G347	7,07	1149,44	1147,84	8614995,83		4483396,85	
G348	29,52	1149,92	1148,14	8615013,43		4483420,56	
G349	7,38	1150,10	1148,40	8615017,83		4483426,48	
G350	33,74	1151,77	1150,17	8615037,94		4483453,57	
PK65	5,97	1151,87	1150,20	8615041,50		4483458,36	
G351	4,67	1151,96	1150,23	8615044,29		4483462,11	
B86	10,23	1151,90	1150,30	8615050,39	8615050,39	4483470,33	4483470,32

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G352	7,09	1151,42	1149,59	8615053,97		4483476,45	
G353	10,42	1149,21	1148,55	8615059,23		4483485,45	
G354	13,02	1147,12	1147,26	8615065,80		4483496,68	
G355	19,55	1147,12	1145,31	8615075,67		4483513,56	
G356	18,75	1145,04	1143,44	8615085,13		4483529,75	
G357	13,16	1143,94	1142,13	8615091,78		4483541,11	
PK70	3,11	1143,68	1141,90	8615093,35		4483543,79	
G358	7,53	1143,05	1141,33	8615097,15		4483550,29	
G359	37,42	1140,10	1138,50	8615116,04		4483582,60	
G360	14,27	1139,02	1137,42	8615123,24		4483594,91	
G361	23,62	1136,52	1134,64	8615135,16		4483615,30	
PK70	17,26	1134,32	1132,65	8615143,88		4483630,20	
G362	6,80	1133,46	1131,85	8615147,31		4483636,07	
G363	14,21	1131,25	1129,16	8615154,48		4483648,34	
G364	29,74	1125,13	1123,53	8615169,49		4483674,01	
G365	11,61	1123,16	1121,56	8615175,35		4483684,04	
G366	12,03	1121,35	1119,52	8615181,43		4483694,42	
G367	1,86	1121,07	1119,47	8615182,37		4483696,03	
G368	6,60	1120,89	1119,29	8615185,70		4483701,72	
G369	3,75	1121,19	1119,45	8615187,59		4483704,96	
G370	6,12	1121,33	1119,70	8615190,68		4483710,24	
B87	4,84	1121,51	1119,91	8615193,08	8615193,12	4483714,35	4483714,42
G371	2,42	1121,82	1120,01	8615194,22		4483716,48	
G372	1,63	1122,18	1120,58	8615194,99		4483717,92	
G373	16,38	1128,17	1126,57	8615202,71		4483732,37	
G374	10,81	1132,31	1129,87	8615207,80		4483741,90	
G375	19,91	1137,66	1135,94	8615217,18		4483759,47	
G376	9,27	1140,37	1138,77	8615221,55		4483767,64	
G377	9,96	1142,29	1140,69	8615226,24		4483776,43	
G378	10,15	1143,59	1141,83	8615231,03		4483785,38	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G379	13,58	1145,10	1143,36	8615237,42		4483797,36	
PK70	8,31	1145,94	1144,29	8615241,34		4483804,69	
G380	4,80	1146,44	1144,84	8615243,60		4483808,92	
B88	18,99	1147,84	1146,08	8615252,55	8615252,55	4483825,67	4483825,67
G381	8,65	1148,25	1146,65	8615257,12		4483833,01	
PK70	67,56	1148,94	1147,30	8615292,85		4483890,35	
G382	19,73	1149,14	1147,49	8615303,28		4483907,10	
G383	15,45	1149,23	1147,63	8615311,45		4483920,21	
G384	23,40	1149,77	1148,17	8615323,82		4483940,07	
G385	18,48	1150,37	1148,59	8615333,60		4483955,76	
G386	12,71	1150,74	1149,88	8615340,32		4483966,55	
PK71	10,24	1150,74	1149,11	8615345,73		4483975,24	
G387	12,73	1151,07	1149,40	8615352,46		4483986,04	
G388	7,18	1151,16	1149,56	8615356,26		4483992,14	
G389	9,38	1151,28	1149,61	8615361,22		4484000,10	
G390	13,81	1151,27	1149,67	8615368,52		4484011,82	
G391	46,59	1151,49	1149,89	8615393,16		4484051,36	
PK72	10,29	1151,23	1149,63	8615398,60		4484060,10	
G392	5,00	1151,10	1149,50	8615401,24		4484064,34	
G393	28,45	1151,21	1149,23	8615416,29		4484088,49	
G394	3,65	1150,80	1149,20	8615418,22		4484091,59	
G395	3,70	1151,36	1149,20	8615420,17		4484094,73	
G396	16,98	1151,83	1149,19	8615429,15		4484109,14	
G397	8,53	1151,33	1149,19	8615433,66		4484116,38	
G398	11,72	1150,78	1149,18	8615439,86		4484126,33	
G399	16,48	1150,01	1148,39	8615448,57		4484140,31	
PK73	5,48	1149,74	1148,12	8615451,47		4484144,96	
G400	12,57	1149,11	1147,51	8615458,12		4484155,63	
G401	29,99	1146,56	1144,96	8615473,98		4484181,09	
G402	15,58	1145,50	1143,88	8615482,22		4484194,31	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hiüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G403	12,24	1144,88	1143,04	8615488,69		4484204,70	
G404	7,10	1144,15	1142,55	8615492,44		4484210,73	
PK74	22,53	1143,47	1141,46	8615504,36		4484229,85	
G405	1,25	1143,43	1141,40	8615505,02		4484230,91	
B89	24,58	1142,20	1140,22	8615525,14	8615518,01	4484263,21	4484251,77
G406	13,47	1141,54	1139,57	8615534,19		4484273,19	
B90	11,73	1140,61	1139,01	8615533,02	8615542,07	4484271,90	4484281,88
G407	8,36	1139,71	1138,03	8615537,50		4484278,96	
G408	17,22	1137,92	1136,01	8615546,73		4484293,49	
G409	9,72	1136,85	1134,86	8615551,95		4484301,70	
PK75	13,67	1134,99	1133,26	8615559,27		4484313,24	
G410	6,92	1134,99	1133,26	8615562,98		4484319,08	
G411	9,78	1132,91	1131,30	8615568,23		4484327,33	
G412	4,35	1132,49	1130,67	8615570,56		4484331,01	
G413	5,20	1131,99	1130,39	8615573,35		4484335,40	
G414	5,41	1131,67	1129,98	8615576,25		4484339,96	
G415	20,49	1130,02	1128,42	8615587,23		4484357,26	
G416	8,15	1129,68	1127,79	8615591,60		4484364,14	
G417	4,80	1129,48	1127,66	8615594,18		4484368,19	
G418	18,08	1128,75	1127,15	8615603,87		4484383,45	
G419	16,12	1128,30	1126,70	8615612,51		4484397,06	
PK76	0,71	1128,29	1126,68	8615612,89		4484397,66	
G420	3,33	1128,25	1126,58	8615614,68		4484400,47	
B91	12,28	1128,11	1126,51	8615621,26	8615621,26	4484410,83	4484410,84
B92	9,47	1128,09	1126,46	8615624,60	8615624,60	4484419,69	4484419,69
G421	17,61	1128,10	1126,36	8615634,65		4484434,15	
G422	26,77	1127,81	1126,21	8615649,94		4484456,12	
PK77	30,54	1128,51	1126,20	8615667,38		4484481,20	
G423	0,97	1128,53	1126,20	8615667,93		4484481,99	
B93	11,59	1128,20	1126,20	8615674,55	8615674,55	4484491,51	4484491,51

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (huNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G424	5,80	1128,03	1126,20	8615677,62		4484496,43	
G425	2,73	1127,79	1126,19	8615679,06		4484498,75	
G426	36,39	1124,61	1123,01	8615698,29		4484529,64	
G427	26,41	1123,04	1121,44	8615712,25		4484552,06	
PK78	16,11	1122,44	1120,84	8615720,77		4484565,74	
G428	27,68	1121,40	1119,80	8615735,40		4484589,23	
G429	27,06	1121,05	1119,45	8615749,70		4484612,21	
G430	21,24	1119,91	1118,15	8615760,93		4484630,24	
G431	14,25	1118,87	1117,27	8615768,46		4484642,33	
PK79	9,78	1117,44	1115,84	8615773,63		4484650,63	
G432	18,74	1114,70	1113,10	8615783,54		4484666,54	
G433	31,23	1108,24	1106,64	8615800,04		4484693,05	
G434	4,33	1107,43	1105,75	8615802,33		4484696,73	
G435	2,65	1107,26	1105,66	8615803,73		4484698,98	
G436	1,89	1108,09	1105,59	8615804,73		4484700,58	
G437	14,67	1107,83	1105,06	8615812,48		4484713,04	
G438	10,78	1106,27	1104,67	8615818,18		4484722,19	
G439	8,61	1106,18	1104,36	8615822,73		4484729,50	
G440	1,35	1106,16	1104,56	8615823,45		4484730,64	
PK80	5,76	1107,03	1105,43	8615826,49		4484735,53	
B94	17,60	1109,69	1108,09	8615835,78	8615835,79	4484750,45	4484750,47
G441	28,02	1111,17	1109,57	8615852,35		4484773,05	
G442	36,56	1111,81	1110,21	8615873,97		4484802,53	
PK81	17,82	1112,45	1110,85	8615884,50		4484816,90	
G443	9,70	1112,80	1111,20	8615890,24		4484824,72	
G444	42,81	1114,70	1112,73	8615915,55		4484859,25	
G445	21,84	1115,49	1113,51	8615928,47		4484876,86	
B95	15,22	1115,65	1114,05	8615937,47	8615937,47	4484889,14	4484889,14
PK82	10,43	1116,14	1114,42	8615937,71		4484899,57	
G446	12,18	1116,72	1114,86	8615937,99		4484911,74	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G447	4,51	1116,62	1115,02	8615938,10		4484916,25	
G448	10,62	1116,38	1114,42	8615938,34		4484926,87	
G449	27,34	1114,46	1112,86	8615938,98		4484954,20	
G450	38,08	1112,71	1111,11	8615939,86		4484992,27	
PK83	7,27	1112,51	1110,91	8615940,03		4484999,54	
G451	31,10	1111,62	1110,02	8615940,75		4485030,63	
G452	18,80	1111,08	1109,48	8615941,18		4485049,43	
G453	27,49	1111,18	1109,22	8615941,82		4485076,91	
PK84	22,61	1110,79	1109,01	8615942,34		4485099,51	
G454	24,07	1110,38	1108,78	8615942,90		4485123,58	
G455	40,12	1110,21	1108,61	8615943,83		4485163,69	
G456	15,08	1109,68	1107,49	8615944,18		4485178,76	
B96	6,96	1109,16	1106,97	8615944,33	8615944,34	4485185,33	4485185,72
PK85	14,16	1107,77	1105,92	8615944,39		4485199,49	
G457	10,77	1106,71	1105,11	8615944,44		4485210,26	
G458	29,10	1101,31	1099,71	8615944,58		4485239,36	
G459	16,67	1095,46	1093,86	8615944,65		4485256,03	
G460	7,10	1091,73	1089,09	8615944,68		4485263,13	
G460a	7,09	1085,93	1084,33	8615944,72		4485270,22	
G460b	8,61	1085,77	1084,17	8615944,75		4485278,83	
G461	17,21	1097,32	1095,72	8615944,83		4485296,04	
PK86	3,44	1098,25	1096,55	8615944,85		4485299,48	
G462	26,82	1105,49	1103,00	8615944,97		4485326,30	
G463	7,31	1106,35	1104,75	8615945,00		4485333,61	
G464	16,25	1109,42	1107,44	8615945,08		4485349,86	
B97	7,38	1110,54	1108,66	8615945,11	8615945,11	4485357,25	4485357,24
G465	35,93	1116,20	1114,77	8615946,14		4485393,17	
PK87	6,30	1116,37	1114,77	8615946,32		4485399,46	
G466	11,87	1116,70	1115,10	8615946,65		4485411,33	
G467	12,22	1117,75	1115,88	8615947,00		4485423,54	



Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G468	21,10	1118,82	1117,22	8615947,61		4485444,63	
G469	39,25	1121,65	1119,72	8615948,73		4485483,87	
G470	15,62	1122,32	1120,72	8615949,17		4485499,48	
G471	19,52	1123,08	1120,95	8615949,73		4485518,99	
G472	28,84	1122,89	1121,29	8615950,55		4485547,82	
G473	26,65	1123,59	1121,60	8615951,31		4485574,46	
G474	7,67	1123,79	1122,19	8615951,53		4485582,13	
PK89	17,25	1125,14	1123,52	8615952,02		4485599,37	
G475	16,26	1126,49	1124,77	8615952,49		4485615,62	
G476	25,02	1128,72	1126,70	8615953,20		4485640,63	
G477	24,55	1130,54	1128,59	8615953,90		4485665,17	
G478	7,94	1130,80	1129,20	8615954,13		4485673,11	
B98	6,98	1131,91	1129,50	8615954,33	8615954,33	4485680,09	4485680,09
G479	9,37	1131,63	1129,91	8615954,83		4485689,45	
PK90	9,90	1132,26	1130,34	8615955,35		4485699,33	
G480	9,52	1132,67	1130,76	8615955,85		4485708,84	
B99	10,19	1133,07	1131,20	8615956,39	8615956,39	4485719,01	4485719,02
G481	9,78	1133,23	1131,58	8615954,68		4485728,64	
G482	11,94	1132,71	1130,96	8615952,59		4485740,40	
G483	11,67	1131,90	1130,30	8615950,56		4485751,89	
G484	10,67	1130,81	1128,88	8615948,69		4485762,39	
G485	5,17	1130,05	1128,19	8615947,79		4485767,48	
G486	14,09	1127,91	1126,31	8615945,33		4485781,36	
G487	10,68	1126,47	1124,50	8615943,46		4485791,87	
PK91	6,30	1125,62	1123,44	8615942,36		4485798,07	
G488	1,64	1125,40	1123,16	8615942,07		4485799,69	
G489	6,69	1124,35	1122,03	8615940,90		4485806,28	
G490	2,43	1123,22	1121,62	8615940,48		4485808,67	
G491	8,21	1123,08	1121,36	8615939,04		4485816,75	
G492	6,02	1123,19	1121,17	8615937,99		4485822,68	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G493	3,40	1122,66	1121,06	8615937,40		4485826,03	
G494	5,21	1122,71	1120,90	8615936,49		4485831,16	
G495	2,00	1122,43	1120,83	8615936,14		4485833,13	
G496	11,34	1120,89	1119,29	8615934,16		4485844,29	
G497	10,29	1119,51	1117,91	8615932,36		4485854,42	
G498	17,45	1117,68	1116,02	8615929,31		4485871,61	
G499	11,32	1116,39	1114,79	8615927,33		4485882,75	
G500	14,16	1115,49	1113,64	8615924,86		4485896,69	
G501	2,43	1115,04	1113,44	8615924,43		4485899,09	
G502	18,00	1113,85	1111,97	8615921,29		4485916,81	
G503	2,13	1113,56	1111,79	8615920,91		4485918,91	
G504	1,74	1113,32	1111,72	8615920,61		4485920,62	
G505	5,73	1113,08	1111,47	8615919,61		4485926,26	
G506	5,43	1113,06	1111,24	8615918,66		4485931,61	
B100	29,42	1111,75	1109,99	8615913,52	8615913,52	4485960,57	4485960,58
G507	9,85	1111,43	1109,57	8615912,08		4485970,31	
G508	6,60	1111,48	1109,29	8615911,11		4485976,84	
G509	3,80	1110,73	1109,13	8615910,55		4485980,60	
G510	8,44	1110,41	1107,89	8615909,31		4485988,95	
G511	5,65	1108,66	1107,06	8615908,48		4485994,54	
G512	15,58	1107,11	1105,49	8615906,20		4486009,95	
G513	9,17	1106,20	1104,60	8615904,85		4486019,02	
G514	6,79	1105,63	1103,92	8615903,86		4486025,74	
G515	4,15	1105,28	1103,68	8615903,25		4486029,84	
1104.15	19,94	1104,15	1102,55	8615900,32		4486049,57	
G516	13,13	1104,21	1101,93	8615898,40		4486062,55	
G517	3,69	1103,47	1101,76	8615897,85		4486066,20	
B101	4,90	1103,17	1101,53	8615897,14	8615897,14	4486071,02	4486071,05
G518	5,39	1102,87	1101,27	8615895,91		4486076,27	
G519	17,15	1102,98	1101,12	8615891,99		4486092,96	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (huNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G520	13,79	1102,59	1100,99	8615888,85		4486106,39	
G521	3,97	1102,12	1100,46	8615887,94		4486110,26	
G522	9,87	1100,90	1099,13	8615885,69		4486119,86	
G523	10,11	1099,65	1097,77	8615883,38		4486129,71	
G524	9,48	1098,32	1096,50	8615881,21		4486138,94	
G525	14,20	1096,19	1094,59	8615877,97		4486152,76	
G526	15,73	1094,50	1092,90	8615874,38		4486168,08	
G527	16,72	1092,77	1091,11	8615870,56		4486184,36	
G528	1,55	1092,66	1090,95	8615870,21		4486185,86	
PK95	5,34	1092,27	1090,59	8615868,99		4486191,06	
G529	8,27	1091,66	1090,04	8615867,10		4486199,11	
G530	19,45	1090,34	1088,74	8615862,66		4486218,05	
G531	10,69	1089,44	1088,03	8615860,22		4486228,46	
G532	5,25	1089,44	1087,67	8615859,02		4486233,57	
B102	6,35	1089,02	1087,23	8615857,57	8615857,57	4486239,75	4486239,75
G533	12,41	1088,23	1086,37	8615855,94		4486252,05	
G534	14,15	1087,41	1085,40	8615854,09		4486266,08	
PK96	23,43	1085,42	1083,79	8615851,01		4486289,31	
G535	2,47	1085,21	1083,61	8615850,69		4486291,76	
G536	40,27	1082,46	1080,66	8615845,40		4486331,68	
G537	32,76	1080,21	1078,25	8615841,11		4486364,16	
G538	17,34	1078,79	1076,97	8615838,83		4486381,35	
PK97	7,15	1078,19	1076,45	8615837,89		4486388,43	
G539	12,89	1077,10	1075,50	8615836,20		4486401,21	
G540	23,20	1075,65	1073,82	8615833,16		4486424,21	
G541	6,99	1074,91	1073,31	8615832,24		4486431,14	
G542	20,47	1073,50	1071,79	8615829,55		4486451,43	
G543	11,63	1072,52	1070,92	8615828,03		4486462,96	
G544	20,09	1062,47	1060,97	8615825,39		4486482,88	
PK98	4,73	1064,14	1062,54	8615824,77		4486487,57	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G545	27,51	1073,89	1072,29	8615821,16		4486514,84	
G546	18,69	1077,07	1074,85	8615818,71		4486533,37	
B103	12,95	1078,21	1076,61	8615817,01	8615817,01	4486546,22	4486546,21
G547	25,28	1079,47	1077,87	8615813,10		4486571,20	
PK99	15,57	1080,60	1078,85	8615810,69		4486586,58	
G548	23,86	1082,33	1080,35	8615806,99		4486610,15	
G549	18,00	1083,82	1081,48	8615804,21		4486627,93	
B104	9,73	1084,18	1082,10	8615802,70	8615802,70	4486637,54	4486637,55
G550	10,32	1084,35	1082,75	8615800,16		4486647,54	
G551	17,67	1083,61	1081,69	8615795,81		4486664,67	
PK100	20,42	1082,41	1080,48	8615790,78		4486684,46	
G552	6,16	1082,04	1080,11	8615789,26		4486690,43	
G553	28,14	1080,03	1078,43	8615782,33		4486717,70	
B105	13,39	1078,33	1076,73	8615779,03	8615779,03	4486730,69	4486730,68
G554	9,96	1077,20	1075,46	8615777,54		4486740,54	
G555	4,78	1076,66	1075,06	8615776,82		4486745,26	
G556	26,74	1074,43	1072,83	8615772,81		4486771,70	
PK101	10,83	1073,75	1072,17	8615771,18		4486782,41	
G557	10,36	1073,10	1071,50	8615769,63		4486792,65	
G558	11,71	1067,36	1065,76	8615767,87		4486804,23	
G558b	22,78	1074,07	1071,83	8615764,45		4486826,75	
B106	20,46	1078,88	1077,28	8615761,38	8615761,38	4486846,98	4486846,98
G559	10,28	1080,34	1078,74	8615759,53		4486857,09	
G560	18,33	1083,53	1081,34	8615756,24		4486875,12	
PK102	6,08	1084,30	1082,21	8615755,15		4486881,11	
G561	13,22	1085,97	1084,08	8615752,77		4486894,11	
G562	12,74	1087,42	1085,89	8615750,48		4486906,64	
G563	11,47	1088,86	1086,94	8615748,42		4486917,93	
G564	24,35	1091,25	1089,07	8615744,05		4486941,88	
G565	15,29	1092,60	1090,55	8615741,30		4486956,92	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G566	18,66	1093,86	1092,26	8615737,95		4486975,28	
PK103	4,27	1094,39	1092,79	8615737,18		4486979,48	
B107	17,32	1096,54	1094,58	8615734,07	8615734,07	4486996,51	4486996,52
G567	32,99	1100,02	1098,12	8615730,08		4487029,26	
G568	17,92	1102,25	1100,05	8615727,91		4487047,05	
G569	16,21	1103,43	1101,79	8615725,96		4487063,14	
B108	3,19	1103,66	1101,79	8615725,57	8615725,57	4487066,30	4487066,30
PK104	12,38	1104,21	1101,80	8615726,90		4487078,61	
G570	2,92	1104,34	1101,80	8615727,22		4487081,51	
G571	27,99	1104,38	1101,81	8615730,24		4487109,34	
G572	15,82	1104,12	1101,82	8615731,94		4487125,07	
B109	22,52	1103,92	1101,83	8615734,37	8615734,37	4487147,45	4487147,45
G573	13,46	1103,67	1101,83	8615736,16		4487160,79	
PK105	17,29	1103,47	1101,84	8615738,46		4487177,93	
G574	21,09	1103,47	1101,85	8615741,26		4487198,83	
G575	13,14	1103,86	1101,85	8615743,00		4487211,85	
G576	11,04	1104,18	1102,39	8615744,47		4487222,80	
G577	12,87	1104,61	1103,01	8615746,18		4487235,55	
G578	16,58	1105,49	1103,81	8615748,38		4487251,98	
G579	24,97	1106,99	1105,02	8615751,70		4487276,73	
B110	6,92	1107,47	1105,35	8615752,62	8615752,62	4487283,59	4487283,59
G580	22,34	1108,03	1106,43	8615756,00		4487305,67	
G581	16,68	1108,02	1105,97	8615758,52		4487322,16	
B111	14,17	1107,18	1105,58	8615760,66	8615760,66	4487336,16	4487336,17
G582	26,69	1104,70	1103,10	8615758,05		4487362,72	
PK107	13,52	1103,86	1102,26	8615756,72		4487376,18	
G583	22,03	1102,51	1100,91	8615754,56		4487398,10	
G584	32,08	1101,64	1100,04	8615751,42		4487430,03	
G585	16,11	1101,57	1099,61	8615749,84		4487446,06	
G586	13,56	1100,92	1099,24	8615748,52		4487459,55	
PK108	16,23	1100,53	1098,79	8615746,93		4487475,71	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G587	6,65	1100,37	1098,60	8615746,27		4487482,32	
G588	33,39	1099,59	1097,67	8615743,00		4487515,55	
G589	25,62	1098,84	1096,95	8615740,49		4487541,05	
G590	17,53	1098,30	1096,46	8615738,78		4487558,50	
PK109	16,81	1097,78	1095,99	8615737,13		4487575,22	
G591	5,92	1097,60	1095,82	8615736,55		4487581,12	
G592	22,52	1096,79	1095,19	8615734,35		4487603,53	
G593	21,63	1095,53	1093,49	8615732,23		4487625,05	
G594	8,98	1095,08	1092,78	8615731,35		4487633,99	
G595	21,48	1093,01	1091,09	8615729,24		4487655,37	
G596	13,26	1091,70	1090,04	8615727,94		4487668,56	
PK110	6,22	1091,19	1089,55	8615727,34		4487674,75	
G597	15,60	1089,92	1088,32	8615725,81		4487690,28	
B112	19,29	1088,95	1086,80	8615723,92	8615723,92	4487709,46	4487709,48
G598	21,05	1088,28	1086,67	8615719,75		4487730,09	
G599	27,98	1088,09	1086,49	8615714,20		4487757,52	
B113	9,67	1089,10	1086,89	8615712,28	8615712,28	4487766,99	4487766,99
PK111	6,41	1089,27	1087,16	8615711,66		4487773,37	
G600	8,10	1089,47	1087,49	8615710,89		4487781,43	
G601	15,58	1090,05	1088,14	8615709,39		4487796,94	
G602	24,05	1090,91	1089,13	8615707,08		4487820,88	
G603	9,22	1091,11	1089,51	8615706,19		4487830,06	
G604	26,17	1092,03	1090,34	8615703,68		4487856,11	
G605	16,75	1092,70	1090,87	8615702,07		4487872,78	
G606	26,57	1093,54	1091,70	8615699,52		4487899,23	
G607	28,72	1094,20	1092,60	8615696,76		4487927,81	
PK113	44,85	1096,25	1094,58	8615692,45		4487972,46	
G608	38,59	1098,01	1096,29	8615688,74		4488010,87	
B114	13,85	1098,50	1096,90	8615687,41	8615687,41	4488024,64	4488024,65
G609	15,03	1098,25	1096,21	8615682,47		4488038,83	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G610	18,66	1097,25	1095,35	8615676,33		4488056,46	
G611	11,51	1096,42	1094,82	8615672,54		4488067,33	
G612	33,48	1095,09	1093,42	8615661,53		4488098,94	
G613	16,49	1094,33	1092,73	8615656,11		4488114,51	
B115	12,91	1093,43	1091,63	8615651,86	8615651,86	4488126,71	4488126,71
G614	14,62	1091,98	1090,38	8615646,68		4488140,38	
G615	22,51	1090,34	1088,36	8615638,71		4488161,43	
PK115	2,36	1090,04	1088,15	8615637,87		4488163,64	
G616	4,67	1089,45	1087,73	8615636,21		4488168,01	
G617	14,11	1088,24	1086,47	8615631,22		4488181,20	
G618	21,42	1086,14	1084,54	8615623,63		4488201,23	
G619	18,34	1086,35	1084,75	8615617,13		4488218,38	
G620	13,90	1087,83	1086,04	8615612,20		4488231,38	
G621	11,24	1088,68	1087,08	8615608,22		4488241,89	
G622	4,57	1089,20	1087,51	8615606,60		4488246,16	
G623	1,82	1089,40	1087,80	8615605,96		4488247,87	
PK116	9,94	1091,02	1089,42	8615602,44		4488257,16	
G624	11,26	1092,85	1091,25	8615598,45		4488267,69	
G625	18,44	1093,76	1091,92	8615591,91		4488284,94	
G626	35,00	1094,77	1093,17	8615579,51		4488317,66	
G627	27,71	1096,09	1094,16	8615569,70		4488343,58	
G628	8,79	1096,52	1094,62	8615566,58		4488351,80	
G629	17,19	1097,11	1095,51	8615560,49		4488367,87	
G630	4,63	1097,68	1095,75	8615558,85		4488372,20	
G631	34,72	1099,38	1097,55	8615546,55		4488404,67	
G632	9,87	1099,67	1098,06	8615543,05		4488413,90	
G633	12,71	1100,45	1098,72	8615538,55		4488425,79	
PK118	19,68	1101,57	1099,74	8615531,58		4488444,19	
G634	7,05	1101,97	1100,11	8615529,08		4488450,78	
G635	51,10	1104,38	1102,76	8615510,98		4488498,57	
B116	4,56	1104,59	1102,76	8615509,37	8615509,36	4488502,81	4488502,83

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G636	8,91	1104,62	1102,76	8615505,38		4488510,78	
G637	15,95	1104,38	1102,21	8615498,23		4488525,03	
G638	4,78	1104,19	1102,21	8615496,09		4488529,31	
PK119	7,65	1103,88	1102,00	8615492,66		4488536,15	
G639	4,58	1103,69	1101,88	8615490,61		4488540,24	
G640	24,74	1102,83	1101,23	8615479,52		4488562,36	
G641	24,51	1102,44	1100,58	8615468,54		4488584,27	
G642	23,84	1102,55	1102,55	8615457,86		4488605,58	
PK120	22,33	1103,23	1100,56	8615447,85		4488625,54	
G643	1,54	1103,28	1100,56	8615447,16		4488626,92	
G644	14,61	1103,26	1100,55	8615440,61		4488639,98	
B117	12,93	1102,16	1100,55	8615434,82	8615434,82	4488651,54	4488651,54
G645	15,38	1099,88	1097,85	8615428,51		4488665,56	
G646	19,63	1096,47	1094,39	8615420,45		4488683,46	
G647	25,41	1091,51	1089,91	8615410,02		4488706,63	
PK121	10,50	1089,52	1087,65	8615405,71		4488716,21	
B118	5,29	1088,52	1086,52	8615403,53	8615403,53	4488721,04	4488721,03
G648	10,04	1086,44	1084,36	8615398,85		4488729,92	
G649	13,67	1083,03	1081,43	8615392,48		4488742,02	
G650	21,42	1077,62	1076,02	8615382,50		4488760,97	
G651	23,30	1071,31	1069,71	8615371,64		4488781,59	
G652	14,53	1068,63	1066,17	8615364,87		4488794,44	
G653	2,94	1067,05	1065,45	8615363,50		4488797,04	
G654	2,65	1067,00	1065,40	8615362,27		4488799,39	
G655	4,72	1068,04	1065,29	8615360,07		4488803,56	
G656	1,90	1066,85	1065,25	8615359,18		4488805,25	
G657	2,14	1065,50	1063,90	8615358,18		4488807,14	
G658	10,70	1062,27	1060,67	8615353,20		4488816,61	
G659	17,09	1058,57	1056,73	8615345,23		4488831,73	
G660	12,65	1055,42	1053,82	8615339,34		4488842,92	



Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G661	16,94	1051,82	1050,02	8615331,45		4488857,91	
G662	16,46	1047,93	1046,33	8615323,78		4488872,47	
G663	3,96	1047,43	1045,44	8615321,93		4488875,98	
B119	19,16	1045,02	1043,01	8615313,00	8615313,00	4488892,93	4488892,93
G664	11,21	1043,29	1041,59	8615305,18		4488900,97	
G665	17,93	1040,92	1039,32	8615292,68		4488913,82	
G666	21,43	1038,20	1036,60	8615277,74		4488929,18	
G667	16,85	1036,29	1034,49	8615266,00		4488941,26	
G668	15,59	1034,41	1032,55	8615255,13		4488952,44	
G669	12,99	1032,71	1030,93	8615246,07		4488961,75	
G670	3,66	1032,07	1030,47	8615243,52		4488964,38	
G671	6,18	1032,11	1030,04	8615239,21		4488968,81	
B120	4,95	1031,55	1029,68	8615235,76	8615235,76	4488972,36	4488972,36
G672	11,62	1030,65	1028,87	8615225,91		4488978,53	
G673	10,81	1029,70	1028,10	8615216,75		4488984,26	
G674	12,63	1027,65	1026,05	8615206,05		4488990,97	
G675	8,90	1027,32	1025,71	8615198,50		4488995,69	
G676	7,22	1027,60	1025,44	8615192,38		4488999,52	
B121	11,65	1027,21	1024,99	8615182,52	8615182,51	4489005,70	4489005,71
G677	7,25	1026,32	1024,72	8615177,88		4489011,27	
G678	8,69	1025,59	1023,45	8615172,32		4489017,95	
G679	9,18	1024,41	1022,10	8615166,45		4489025,01	
PK125	9,18	1024,13	1021,85	8615160,58		4489032,06	
B122	6,04	1023,12	1020,96	8615161,50	8615156,71	4489030,95	4489036,70
G680	15,10	1020,35	1018,75	8615153,81		4489043,94	
G681	7,93	1019,15	1017,23	8615149,76		4489050,77	
B123	3,60	1018,64	1016,59	8615147,92	8615147,93	4489053,88	4489053,86
G682	14,10	1015,45	1013,85	8615144,86		4489067,64	
G683	17,90	1013,03	1011,43	8615140,97		4489085,12	
G684	11,08	1012,71	1011,11	8615138,56		4489095,93	
B124	21,03	1015,46	1013,60	8615133,99	8615133,99	4489116,46	4489116,46

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
PK126	3,21	1015,74	1013,98	8615134,16		4489119,67	
B685	4,79	1016,15	1014,55	8615134,41		4489124,45	
B125	19,12	1016,93	1015,31	8615135,40	8615135,40	4489143,54	4489143,54
G686	4,39	1017,09	1015,49	8615132,46		4489146,80	
G687	8,60	1018,54	1016,94	8615126,70		4489153,19	
G688	16,10	1023,12	1021,52	8615115,92		4489165,14	
G689	10,64	1024,59	1022,99	8615108,80		4489173,05	
B126	9,00	1024,81	1023,04	8615102,76	8615102,77	4489179,74	4489179,73
G690	10,10	1024,70	1023,10	8615100,28		4489189,53	
PK127	17,25	1024,05	1022,45	8615096,05		4489206,25	
B127	11,74	1023,97	1022,01	8615093,17	8615093,17	4489217,62	4489217,63
G691	1,79	1024,02	1021,95	8615093,51		4489219,38	
G692	20,60	1026,03	1024,17	8615097,47		4489239,59	
B128	4,09	1026,75	1024,19	8615098,25	8615098,25	4489243,60	4489243,61
G693	56,63	1025,99	1024,39	8615075,77		4489295,58	
PK128	5,17	1025,84	1024,06	8615073,72		4489300,32	
B129	6,44	1025,66	1023,65	8615071,16	8615071,16	4489306,24	4489306,23
G694	9,63	1024,64	1023,04	8615067,31		4489315,07	
G695	38,69	1019,74	1018,14	8615051,85		4489350,53	
G696	36,60	1009,11	1007,43	8615037,22		4489384,08	
B130	4,40	1008,94	1007,34	8615035,47	8615035,47	4489388,11	4489388,12
G697	6,39	1008,80	1007,20	8615033,18		4489394,07	
B131	49,92	1021,80	1020,20	8615015,26	8615015,26	4489440,67	4489440,67
G698	32,63	1024,13	1022,53	8615003,07		4489470,94	
PK130	15,31	1026,35	1024,72	8614997,36		4489485,14	
G699	29,08	1030,83	1028,90	8614986,49		4489512,12	
B132	4,73	1031,65	1029,58	8614984,73	8614984,73	4489516,50	4489516,50
G700	18,06	1033,77	1032,17	8614977,67		4489533,12	
B133	24,64	1037,85	1036,02	8614968,05	8614968,05	4489555,80	4489555,81
PK131	23,49	1041,79	1039,69	8614958,64		4489577,32	
B134	5,45	1042,68	1040,54	8614956,45	8614956,45	4489582,32	4489582,31

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G701	41,74	1048,65	1047,05	8614943,12		4489621,87	
B135	18,00	1049,39	1047,53	8614937,37	8614937,37	4489638,93	4489638,93
G702	1,35	1049,16	1047,56	8614936,52		4489639,98	
PK132	33,46	1043,73	1041,69	8614915,53		4489666,04	
G703	3,31	1043,28	1041,11	8614913,46		4489668,62	
G704	64,39	1038,56	1036,96	8614873,06		4489718,76	
PK133	32,30	1033,20	1031,45	8614852,80		4489743,92	
G705	20,63	1029,73	1027,93	8614839,86		4489759,98	
G706	47,52	1024,30	1022,70	8614810,05		4489796,99	
PK134	31,85	1023,82	1022,08	8614790,07		4489821,79	
B136	39,84	1023,63	1021,31	8614765,08	8614765,08	4489852,82	4489852,82
G707	12,19	1022,67	1021,07	8614760,36		4489864,06	
B137	36,03	1017,67	1015,62	8614746,41	8614746,41	4489897,28	4489897,28
PK135	11,94	1015,71	1013,82	8614744,74		4489909,10	
G708	29,08	1011,25	1009,42	8614740,68		4489937,90	
B138	3,79	1010,62	1008,84	8614740,15	8614740,15	4489941,64	4489941,65
G709	13,13	1008,46	1006,86	8614740,46		4489954,77	
G710	36,14	1004,69	1003,07	8614741,33		4489990,90	
PK136	17,86	1002,93	1001,33	8614741,76		4490008,75	
G711	4,79	1002,47	1000,87	8614741,87		4490013,54	
G712	30,17	998,80	997,20	8614742,59		4490043,70	
G713	41,87	988,89	986,78	8614743,60		4490085,56	
PK137	23,17	983,60	981,65	8614744,15		4490108,72	
G714	43,04	973,73	972,13	8614745,18		4490151,75	
G715	16,58	971,61	969,62	8614745,58		4490168,33	
G716	19,82	971,51	969,64	8614746,05		4490188,14	
PK138	20,56	974,00	972,34	8614746,54		4490208,69	
G717	46,90	980,11	978,51	8614747,67		4490255,58	
B139	16,48	980,94	978,85	8614748,06	8614748,06	4490272,06	4490272,06
PK139	36,62	981,28	979,60	8614739,69		4490307,71	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G718	7,81	981,36	979,76	8614737,90		4490315,31	
G719	46,87	974,69	973,01	8614727,18		4490360,94	
B140	4,78	974,06	972,45	8614726,09	8614726,09	4490365,60	4490365,59
PK140	40,54	969,59	967,74	8614717,02		4490405,11	
G720	29,08	965,98	964,35	8614710,51		4490433,45	
G721	3,88	965,50	963,90	8614709,64		4490437,24	
G722	47,54	956,30	954,70	8614699,00		4490483,57	
PK141	19,49	954,16	952,56	8614694,64		4490502,56	
G723	22,55	952,34	950,08	8614689,59		4490524,54	
G724	25,19	951,68	950,08	8614683,95		4490549,09	
B141	44,27	958,27	955,77	8614674,04	8614674,04	4490592,25	4490592,24
G725	8,12	958,42	956,82	8614671,99		4490600,11	
G726	12,11	958,63	956,82	8614668,94		4490611,83	
G727	15,95	959,51	956,27	8614664,92		4490627,26	
B142	18,66	959,96	956,27	8614660,22	8614660,22	4490645,32	4490645,32
G728	8,22	958,32	956,27	8614658,84		4490653,42	
B143	18,16	954,66	953,06	8614655,78	8614655,78	4490671,33	4490671,32
G729	20,87	948,37	946,77	8614655,46		4490692,20	
PK143	5,90	945,90	944,30	8614655,37		4490698,10	
G730	24,84	935,50	933,90	8614654,98		4490722,93	
G731	28,27	926,09	924,49	8614654,54		4490751,20	
G732	26,06	920,35	918,25	8614654,14		4490777,26	
G733	17,58	918,72	916,95	8614653,87		4490794,84	
PK144	3,25	918,28	916,38	8614653,82		4490798,08	
G734	18,73	914,70	913,10	8614653,53		4490816,81	
B144	12,04	911,48	909,64	8614653,34	8614653,34	4490828,84	4490828,85
G735	9,59	908,49	906,89	8614653,41		4490838,43	
G736	24,98	898,18	896,29	8614653,61		4490863,41	
PK145	34,66	886,94	885,10	8614653,87		4490898,07	
G737	27,44	877,85	876,25	8614654,08		4490925,51	
B145	24,64	870,40	868,80	8614654,27	8614654,27	4490950,10	4490950,15

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (huNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G738	27,71	859,98	958,38	8614655,38		4490977,79	
PK146	20,21	851,54	849,45	8614656,20		4490997,98	
G739	19,46	842,45	840,85	8614656,98		4491017,43	
B146	27,66	834,34	832,74	8614658,09	8614658,09	4491045,06	4491045,06
G740	28,61	829,94	828,34	8614657,96		4491073,67	
PK147	24,27	831,48	829,88	8614657,85		4491097,94	
G741	19,19	832,70	831,10	8614657,76		4491117,13	
B147	37,81	827,46	825,86	8614657,59	8614657,59	4491154,99	4491154,94
B148	28,07	830,10	826,04	8614663,45	8614663,45	4491182,45	4491182,44
G742	18,07	827,24	825,63	8614663,64		4491200,52	
G743	18,38	824,34	822,56	8614663,84		4491218,90	
G744	26,60	819,71	818,11	8614664,13		4491245,50	
G745	20,88	816,99	815,39	8614664,35		4491266,38	
G746	21,89	814,14	812,54	8614664,59		4491288,26	
PK149	9,11	813,02	811,35	8614664,68		4491297,37	
G747	18,00	810,79	809,01	8614664,88		4491315,37	
G748	5,49	810,12	808,29	8614664,94		4491320,86	
G749	34,89	805,79	803,74	8614665,31		4491355,75	
G750	33,49	796,06	794,46	8614665,67		4491389,24	
PK150	8,12	794,85	793,25	8614665,76		4491397,36	
G751	12,09	793,05	791,45	8614665,89		4491409,45	
G752	5,92	792,17	790,57	8614665,95		4491415,37	
G753	13,84	790,11	788,51	8614666,10		4491429,21	
G754	15,58	790,05	788,24	8614666,27		4491444,78	
G755	40,50	791,03	787,53	8614666,70		4491485,28	
PK151	12,08	790,45	787,32	8614666,83		4491497,36	
G756	18,00	789,59	787,00	8614667,03		4491515,36	
G757	11,46	789,04	786,80	8614667,15		4491526,82	
G758	4,95	788,31	786,71	8614667,20		4491531,77	
G759	55,69	780,09	778,49	8614667,80		4491587,46	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
PK152	9,90	779,79	778,19	8614667,91		4491597,36	
G760	10,00	779,48	777,88	8614668,01		4491607,36	
G761	8,00	779,23	777,63	8614668,10		4491615,36	
G762	11,32	778,88	777,28	8614668,22		4491626,67	
G763	26,97	776,89	775,29	8614668,51		4491653,64	
PK153	43,71	772,26	770,66	8614668,98		4491697,35	
G764	21,37	770,00	768,40	8614669,21		4491718,72	
G765	32,73	768,06	766,46	8614669,56		4491751,45	
G766	5,94	767,71	766,23	8614669,62		4491757,39	
G767	37,47	766,85	764,76	8614670,03		4491794,85	
G768	24,06	765,43	763,83	8614670,29		4491818,91	
G769	31,53	763,56	760,25	8614670,62		4491850,44	
G770	24,33	759,09	757,49	8614670,89		4491874,77	
PK155	22,56	756,88	754,93	8614671,13		4491897,33	
G771	18,00	755,12	752,89	8614671,32		4491915,33	
G772	37,09	751,49	748,69	8614671,72		4491952,42	
G773	6,99	749,77	748,17	8614671,79		4491959,41	
PK156	37,92	747,11	745,35	8614672,20		4491997,32	
G774	9,98	746,41	744,60	8614672,31		4492007,30	
G775	8,02	745,79	744,01	8614672,39		4492015,32	
G776	60,92	741,08	739,48	8614673,05		4492076,24	
G777	8,99	739,69	737,44	8614673,15		4492085,23	
G778	8,09	737,51	735,61	8614673,23		4492093,32	
G779	6,93	735,64	734,04	8614673,31		4492100,25	
G780	4,19	735,59	733,09	8614673,35		4492104,44	
G781	10,89	736,40	734,56	8614673,47		4492115,33	
G782	4,30	736,74	735,14	8614673,52		4492119,63	
G783	20,32	740,38	737,88	8614673,73		4492139,94	
G784	5,86	741,43	738,52	8614673,80		4492145,80	
G785	34,75	743,92	742,32	8614674,17		4492180,55	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
PK158	16,77	743,24	741,64	8614674,35		4492197,32	
G786	18,00	742,51	740,92	8614674,54		4492215,32	
B149	9,97	742,11	740,52	8614674,65	8614674,65	4492225,29	4492225,29
PK159	72,03	739,22	737,62	8614684,95		4492296,58	
G787	18,00	738,50	736,90	8614687,53		4492314,39	
B150	9,75	738,10	736,50	8614688,92	8614688,92	4492324,04	4492324,04
G788	59,60	736,31	734,11	8614705,52		4492381,28	
G789	8,70	734,62	733,02	8614707,95		4492389,64	
G780b	20,72	732,80	730,43	8614713,72		4492409,54	
G781b	20,71	730,97	729,37	8614719,49		4492429,43	
G782b	33,13	730,49	728,89	8614728,71		4492461,25	
PK161	29,39	728,90	727,30	8614736,90		4492489,47	
B151	17,23	727,97	726,37	8614741,70	8614741,70	4492506,02	4492506,02
G783b	27,38	725,52	723,92	8614750,73		4492531,87	
PK162	55,39	720,55	718,95	8614769,00		4492584,16	
G784b	18,00	718,93	717,33	8614774,94		4492601,15	
G785b	8,00	718,21	716,61	8614777,58		4492608,70	
B152	54,87	713,29	711,69	8614795,68	8614795,68	4492660,50	4492660,50
G786b	5,00	713,30	711,24	8614797,71		4492665,07	
PK163	14,13	713,34	711,17	8614803,44		4492677,99	
G787b	18,00	713,40	711,08	8614810,74		4492694,44	
B153	4,77	713,41	711,05	8614812,67	8614812,67	4492698,79	4492698,80
G788b	12,04	712,59	710,99	8614823,99		4492710,11	
B154	65,18	708,17	706,57	8614839,01	8614839,01	4492771,38	4492771,38
G789b	18,01	705,81	704,21	8614842,86		4492788,97	
G790	11,93	704,26	702,66	8614845,41		4492800,63	
PK165	70,07	700,69	699,09	8614860,38		4492869,08	
G791	11,64	700,10	698,50	8614862,87		4492880,45	
G792	6,36	699,90	698,30	8614864,23		4492886,66	
PK166	82,00	697,42	695,82	8614881,75		4492966,77	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G793	18,00	696,88	695,28	8614885,60		4492984,35	
G794	11,91	696,51	694,91	8614888,14		4492995,99	
G795	20,96	695,36	693,76	8614892,62		4493016,46	
B155	30,15	692,48	690,88	8614899,07	8614899,07	4493045,93	4493045,92
B156	17,79	688,94	687,34	8614903,14	8614903,14	4493063,24	4493063,25
G796	5,00	689,07	687,32	8614904,53		4493068,04	
G797	15,20	689,47	687,25	8614908,77		4493082,64	
G798	49,17	690,74	687,01	8614922,47		4493129,86	
G799	12,82	689,88	686,95	8614926,04		4493142,18	
PK168	19,01	689,42	686,86	8614931,34		4493160,43	
G800	18,00	688,98	686,78	8614936,35		4493177,72	
G801	7,16	688,81	686,75	8614938,35		4493184,60	
G802	23,60	688,27	686,64	8614944,92		4493207,26	
G803	26,90	689,55	686,51	8614952,42		4493233,10	
G804	3,37	688,58	686,49	8614953,35		4493236,33	
G805	6,25	690,40	687,42	8614955,10		4493242,34	
G806	16,85	691,52	689,94	8614959,79		4493258,52	
G807	11,91	694,42	691,71	8614963,11		4493269,96	
G808	5,49	695,76	691,74	8614964,64		4493275,23	
G809	13,78	695,55	691,81	8614968,48		4493288,46	
G810	4,70	693,49	691,83	8614969,79		4493292,98	
G811	25,68	695,55	693,95	8614976,94		4493317,64	
G812	11,22	696,94	694,87	8614980,07		4493328,42	
G813	5,21	699,30	695,30	8614981,52		4493333,42	
G814	4,33	701,27	699,67	8614982,73		4493337,58	
G815	2,32	704,50	702,00	8614983,37		4493339,81	
PK170	13,25	697,47	695,35	8614987,06		4493352,53	
G816	18,54	711,63	710,03	8614992,23		4493370,34	
G817	30,16	712,40	710,80	8615000,63		4493399,30	
B157	5,00	712,52	710,33	8615002,02	8615002,02	4493404,09	4493404,11



Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
PK171	46,29	697,84	696,05	8615014,14		4493448,76	
G818	18,00	706,02	704,38	8615018,85		4493466,14	
B158	4,22	705,59	703,99	8615019,96	8615019,96	4493470,21	4493470,21
G819	18,94	704,89	702,24	8615022,49		4493488,98	
G820	12,15	703,58	701,11	8615024,12		4493501,02	
G821	15,69	702,11	699,66	8615026,22		4493516,57	
PK172	31,00	699,19	696,79	8615030,36		4493547,29	
G822	18,00	697,50	695,12	8615032,77		4493565,13	
G823	40,16	693,73	691,40	8615038,14		4493604,93	
G824	12,68	692,83	690,23	8615039,84		4493617,49	
G825	10,85	692,06	689,54	8615041,29		4493628,25	
PK173	18,31	691,02	688,39	8615043,74		4493646,39	
G826	18,00	690,00	687,25	8615046,15		4493664,23	
B159	18,84	688,92	686,06	8615048,67	8615048,67	4493682,90	4493682,90
G827	26,56	686,98	684,39	8615053,04		4493709,10	
B160	28,08	684,22	682,62	8615057,66	8615057,66	4493736,80	4493736,80
PK174	8,52	683,68	682,08	8615058,85		4493745,24	
G828	18,00	682,54	680,94	8615061,38		4493763,06	
B161	52,69	679,22	677,62	8615068,77	8615068,77	4493815,23	4493815,23
G829	14,48	678,91	676,71	8615070,58		4493829,60	
G830	4,74	678,82	677,22	8615071,17		4493834,30	
PK175	10,08	679,90	678,30	8615072,43		4493844,30	
G831	18,00	681,83	680,23	8615074,69		4493862,16	
G832	27,52	684,79	683,19	8615078,13		4493889,46	
PBT-3	11,21	685,03	683,19	8615079,53		4493900,58	
PBT-3	15,95	685,38	682,64	8615081,53		4493916,41	
G833	9,71	685,60	682,64	8615082,74		4493926,04	
G834	17,52	684,92	682,64	8615084,93		4493943,43	
G835	18,10	684,22	682,64	8615087,19		4493961,38	
G836	36,48	682,82	681,25	8615091,76		4493997,58	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G837	28,52	681,74	680,16	8615095,32		4494025,87	
PK178	17,00	681,10	679,52	8615097,45		4494042,74	
G838	18,00	680,42	678,83	8615099,70		4494060,60	
G839	28,82	679,33	677,73	8615103,31		4494089,19	
PK179	53,18	677,08	675,48	8615109,96		4494141,95	
G840	18,00	676,32	674,72	8615112,21		4494159,81	
G841	55,25	673,98	672,38	8615119,12		4494214,63	
PK180	26,75	673,12	671,52	8615122,47		4494241,17	
G842	18,00	672,54	670,94	8615124,72		4494259,03	
G843	29,81	671,58	669,98	8615128,45		4494288,60	
PK181	52,19	669,96	668,14	8615134,97		4494340,38	
G844	18,00	669,40	667,51	8615137,23		4494358,24	
G845	10,75	669,07	667,13	8615138,57		4494368,91	
G846	37,39	667,52	665,81	8615143,25		4494406,00	
G847	12,91	666,99	665,36	8615144,86		4494418,81	
G848	12,95	667,41	665,07	8615146,48		4494431,66	
PK182	8,00	667,07	664,89	8615147,48		4494439,60	
G849	18,00	666,31	664,49	8615149,73		4494457,46	
G850	14,46	665,70	664,17	8615151,54		4494471,80	
G851	25,72	665,20	663,60	8615154,76		4494497,32	
G852	10,81	663,64	662,04	8615156,11		4494508,05	
G853	28,61	659,53	657,93	8615159,69		4494536,43	
G854	14,28	655,10	653,50	8615161,48		4494550,60	
G855	6,10	656,50	653,47	8615162,24		4494556,65	
G856	5,03	657,66	653,44	8615162,87		4494561,64	
G857	8,88	657,31	653,40	8615163,98		4494570,45	
G858	16,10	654,92	653,32	8615165,99		4494586,43	
G859	23,09	651,50	649,90	8615168,88		4494609,33	
G860	21,50	650,05	648,45	8615171,57		4494630,67	
PK184	7,39	648,83	647,24	8615172,49		4494638,00	

Knoten	Distance between stations [m]	Ground level [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G861	18,00	645,84	644,29	8615174,74		4494655,86	
G862	9,37	644,28	642,75	8615175,92		4494665,15	
G863	3,46	644,19	642,18	8615176,35		4494668,59	
G864	5,69	644,07	642,47	8615177,06		4494674,23	
G865	5,21	645,29	642,73	8615177,71		4494679,40	
G866	34,33	646,06	644,46	8615182,01		4494713,46	
PK185	23,94	649,40	647,80	8615185,00		4494737,21	
G867	10,44	650,86	649,26	8615186,31		4494747,57	
G868	7,56	653,45	650,80	8615187,25		4494755,07	
G869	6,89	655,81	652,20	8615188,11		4494761,91	
G870	12,30	656,30	654,70	8615189,65		4494774,11	
G871	12,30	656,80	654,33	8615191,19		4494786,31	
G872	26,34	655,92	653,53	8615194,49		4494812,45	
PK186	24,17	655,20	652,79	8615197,51		4494836,43	
G873	11,50	654,85	652,44	8615198,95		4494847,84	
G874	6,50	654,49	652,24	8615199,76		4494854,29	
G875	15,81	653,61	651,76	8615201,74		4494869,97	
B162	5,00	653,33	651,74	8615202,37	8615202,36	4494874,96	4494874,93
PK187	61,19	653,96	651,56	8615203,76		4494936,13	
G876	18,00	654,14	651,51	8615204,17		4494954,13	
B163	4,16	654,18	651,49	8615204,26	8615204,26	4494958,29	4494958,29
G877	7,65	655,00	651,47	8615202,58		4494965,75	
G878	39,19	654,30	651,35	8615193,99		4495003,99	
G879	32,33	653,38	651,26	8615186,90		4495035,53	
G880	18,08	650,84	649,24	8615182,94		4495053,17	
G881	44,21	648,04	646,44	8615173,24		4495096,31	
G882	16,36	646,13	644,33	8615169,66		4495112,27	
G883	15,77	643,89	642,29	8615166,20		4495127,66	
G884	9,31	646,13	644,53	8615164,16		4495136,74	
G885	12,94	646,55	644,95	8615161,32		4495149,36	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G886	10,74	646,89	645,29	8615158,97		4495159,84	
G887	14,22	651,58	649,98	8615155,85		4495173,72	
G888	9,81	651,52	649,34	8615153,70		4495183,29	
G889	22,82	649,44	647,84	8615148,69		4495205,55	
G890	5,52	649,25	647,48	8615147,48		4495210,94	
G891	5,42	649,06	647,46	8615146,29		4495216,23	
G892	9,85	649,63	647,42	8615144,13		4495225,84	
G893	21,61	649,24	647,33	8615139,40		4495246,92	
G894	6,96	649,11	647,31	8615137,87		4495253,71	
G895	28,66	648,79	647,19	8615131,59		4495281,67	
G896	14,90	649,02	647,42	8615128,32		4495296,21	
G897	13,85	649,37	647,62	8615125,28		4495309,73	
G898	9,67	649,61	648,01	8615123,16		4495319,16	
G899	8,41	650,66	648,35	8615121,32		4495327,37	
G900	15,26	650,61	649,01	8615117,97		4495342,25	
G901	2,29	650,75	649,15	8615117,47		4495344,49	
G902	10,70	651,43	649,80	8615115,12		4495354,93	
G903	38,72	649,44	647,22	8615106,63		4495392,71	
G904	6,64	648,69	646,73	8615105,18		4495399,18	
G905	23,07	644,92	643,23	8615100,12		4495421,69	
G906	20,87	642,42	640,81	8615095,54		4495442,05	
G907	3,38	642,02	640,42	8615094,80		4495445,35	
G908	49,46	639,43	637,50	8615083,96		4495493,61	
G909	17,80	637,82	636,22	8615080,06		4495510,98	
G910	13,45	638,67	636,57	8615077,11		4495524,10	
G911	2,91	638,77	636,68	8615076,47		4495526,94	
G912	13,00	639,24	637,16	8615073,62		4495539,62	
G913	17,45	639,87	637,80	8615069,79		4495556,65	
G914	27,12	640,45	638,85	8615063,85		4495583,11	
G915	10,08	640,63	639,03	8615061,64		4495592,94	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
PK193	27,36	637,95	636,35	8615055,64		4495619,64	
G916	8,31	637,14	635,54	8615053,81		4495627,74	
G917	9,69	636,18	634,48	8615051,69		4495637,20	
G918	8,62	635,34	633,54	8615049,80		4495645,61	
G919	39,58	632,57	630,77	8615041,12		4495684,22	
PK194	33,80	631,03	629,23	8615033,71		4495717,20	
G920	11,56	630,51	628,70	8615031,18		4495728,48	
G921	6,44	630,21	628,45	8615029,76		4495734,76	
G922	24,76	629,09	627,49	8615024,34		4495758,92	
G923	42,15	627,64	626,04	8615015,09		4495800,05	
PK195	15,09	627,33	625,73	8615011,78		4495814,77	
G924	5,11	627,22	625,62	8615010,66		4495819,75	
G925	12,89	627,73	626,13	8615007,84		4495832,33	
G926	25,05	628,70	627,10	8615002,35		4495856,77	
G927	22,50	630,93	628,99	8614997,41		4495878,72	
G928	10,39	631,46	629,86	8614995,13		4495888,86	
G929	18,81	630,59	628,73	8614991,01		4495907,21	
PK196	5,24	630,02	628,11	8614989,86		4495912,33	
G930	18,33	628,01	625,96	8614985,84		4495930,21	
G931	21,12	625,96	624,36	8614981,21		4495950,82	
G932	40,56	620,85	619,25	8614972,32		4495990,39	
PK197	19,99	620,20	618,52	8614967,93		4496009,89	
G933	5,00	620,39	618,34	8614966,84		4496014,77	
G934	6,47	620,30	618,11	8614965,42		4496021,08	
G935	6,53	620,28	618,02	8614963,99		4496027,45	
G936	27,14	620,18	617,68	8614958,04		4496053,93	
G937	11,12	619,75	617,66	8614955,60		4496064,78	
G938	9,83	619,39	617,51	8614953,44		4496074,37	
G939	6,88	619,01	617,41	8614951,94		4496081,09	
G940	13,14	619,74	617,35	8614949,05		4496093,91	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G941	16,10	620,30	617,29	8614945,52		4496109,62	
G942	14,54	620,03	617,23	8614942,34		4496123,80	
G943	29,26	618,80	617,11	8614935,92		4496152,35	
G944	26,06	618,61	617,01	8614930,21		4496177,78	
G945	14,64	618,33	616,46	8614927,00		4496192,06	
PK199	13,27	617,73	615,96	8614924,09		4496205,01	
G946	18,00	616,93	615,28	8614920,14		4496222,57	
G947	6,14	616,65	615,05	8614918,79		4496228,56	
G948	8,92	616,55	614,80	8614916,84		4496237,26	
G949	36,46	615,36	613,76	8614908,84		4496272,83	
G950	12,62	615,21	613,41	8614906,08		4496285,15	
G951	2,44	614,94	613,34	8614905,54		4496287,53	
G952	15,11	613,22	611,20	8614902,23		4496302,27	
G953	18,31	610,33	608,61	8614898,21		4496320,13	
G954	7,30	609,18	607,58	8614896,61		4496327,26	
G955	7,76	608,84	607,24	8614894,91		4496334,83	
G956	3,29	608,92	607,10	8614894,19		4496338,04	
G957	1,95	608,97	607,37	8614893,76		4496339,94	
G958	8,22	610,13	608,48	8614891,96		4496347,96	
G959	22,01	613,30	611,48	8614887,14		4496369,44	
G960	16,88	615,37	613,77	8614883,43		4496385,90	
G961	7,33	615,74	614,01	8614881,83		4496393,06	
PK201	7,26	615,93	614,25	8614880,23		4496400,14	
G962	11,90	616,24	614,64	8614877,63		4496411,75	
G963	6,10	616,26	614,59	8614876,29		4496417,70	
G964	25,82	616,27	614,39	8614870,63		4496442,89	
G965	23,37	615,83	614,20	8614865,50		4496465,69	
G966	22,51	615,76	614,02	8614860,57		4496487,66	
G967	15,30	615,56	613,90	8614857,21		4496502,58	
G968	10,37	615,43	613,81	8614854,94		4496512,70	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G969	2,63	615,41	613,79	8614854,36		4496515,27	
G970	56,95	614,94	613,34	8614841,88		4496570,83	
PK203	25,05	614,40	612,80	8614836,38		4496595,27	
G970	9,65	614,19	612,59	8614834,27		4496604,69	
G971	8,35	613,35	611,66	8614832,44		4496612,83	
G972	17,54	611,59	609,69	8614828,59		4496629,95	
G973	9,54	610,40	608,63	8614826,50		4496639,26	
G974	15,79	608,71	606,86	8614823,04		4496654,66	
G975	19,32	606,42	604,70	8614818,80		4496673,51	
PK204	19,81	604,12	602,48	8614814,46		4496692,84	
G976	10,88	602,87	601,27	8614812,07		4496703,45	
G977	8,32	602,23	600,33	8614810,25		4496711,57	
G978	22,08	600,64	599,04	8614805,41		4496733,11	
G979	13,22	600,74	598,27	8614802,51		4496746,01	
G980	14,02	599,82	597,45	8614799,43		4496759,69	
G981	6,04	599,15	597,10	8614798,11		4496765,59	
G982	4,18	598,45	596,85	8614797,19		4496769,66	
PK205	21,26	597,48	595,39	8614792,53		4496790,41	
G983	6,90	597,16	594,91	8614791,02		4496797,14	
G984	7,05	596,03	594,43	8614789,47		4496804,02	
G985	4,06	596,18	594,58	8614788,58		4496807,98	
G986	10,07	596,56	594,96	8614786,37		4496817,80	
G987	28,71	598,08	596,04	8614780,08		4496845,81	
G988	2,55	598,22	596,62	8614779,52		4496848,30	
G989	30,89	605,30	603,70	8614772,75		4496878,44	
PK206	9,78	605,70	604,10	8614770,60		4496887,98	
G990	18,00	606,45	604,85	8614766,66		4496905,54	
G991	23,07	607,41	605,81	8614761,60		4496928,05	
G992	41,44	609,65	607,54	8614752,51		4496968,48	
G993	10,45	609,57	607,97	8614750,22		4496978,68	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G994	12,04	609,48	607,87	8614747,58		4496990,43	
G995	13,00	609,38	607,75	8614744,73		4497003,11	
G996	17,91	609,25	607,60	8614740,80		4497020,59	
PK208	64,09	608,91	607,04	8614726,75		4497083,12	
G997	18,00	608,81	606,89	8614722,80		4497100,68	
G998	24,30	608,68	606,68	8614717,48		4497124,39	
PK209	57,70	608,01	606,18	8614704,82		4497180,68	
G999	18,00	607,80	606,02	8614700,88		4497198,24	
G1000	17,84	607,60	605,87	8614696,97		4497215,65	
G1001	31,26	607,32	605,60	8614690,11		4497246,15	
G1002	35,20	606,89	605,29	8614682,39		4497280,49	
G1003	15,71	606,77	605,16	8614678,95		4497295,82	
PK211	82,00	606,14	604,45	8614660,97		4497375,83	
G1004	18,00	606,00	604,29	8614657,02		4497393,39	
G1005	87,00	605,33	603,54	8614637,95		4497478,27	
G1006	6,98	605,28	603,48	8614636,42		4497485,08	
G1007	6,02	605,19	603,43	8614635,10		4497490,95	
G1008	26,97	604,79	603,19	8614629,18		4497517,27	
PK213	55,03	603,99	602,31	8614617,12		4497570,96	
G1009	18,00	603,72	602,02	8614613,17		4497588,52	
G1010	53,00	602,95	601,17	8614601,55		4497640,23	
PK214	29,00	602,67	600,70	8614595,19		4497668,53	
G1011	18,00	602,49	600,41	8614591,25		4497686,09	
G1012	8,57	602,41	600,28	8614589,37		4497694,45	
PK215	73,43	600,75	599,10	8614573,27		4497766,09	
G1013	8,09	600,57	598,97	8614571,49		4497773,99	
G1014	9,91	600,56	598,96	8614569,32		4497783,65	
G1015	75,45	600,52	598,92	8614552,78		4497857,27	
G1016	24,55	600,18	598,58	8614547,39		4497881,22	
G1017	87,00	599,00	597,40	8614528,32		4497966,10	



Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G1018	13,00	598,82	597,22	8614525,47		4497978,79	
G1019	52,20	598,12	596,52	8614514,02		4498029,72	
PK218	29,80	597,89	596,25	8614507,49		4498058,79	
G1020	18,00	597,75	596,08	8614503,54		4498076,35	
G1021	68,34	597,22	595,46	8614488,56		4498143,03	
PK219	13,66	597,07	595,34	8614485,56		4498156,36	
G1022	18,00	596,87	595,18	8614481,62		4498173,92	
G1023	43,76	596,38	594,78	8614472,02		4498216,62	
G1024	27,20	597,21	594,54	8614466,06		4498243,15	
G1025	2,52	597,18	594,51	8614465,50		4498245,61	
B164	9,63	596,75	594,43	8614463,39	8614463,39	4498255,02	4498255,01
G1026	4,82	595,98	594,38	8614461,96		4498259,62	
G1027	12,07	593,84	592,24	8614458,37		4498271,15	
G1028	2,31	593,73	591,83	8614457,68		4498273,35	
G1029	7,33	593,39	591,79	8614455,50		4498280,35	
G1030	24,62	593,36	591,64	8614448,18		4498303,86	
B165	16,50	593,14	591,54	8614443,27	8614443,27	4498319,61	4498319,61
G1031	6,07	593,18	591,51	8614441,86		4498325,51	
G1032	10,03	593,11	591,45	8614439,54		4498335,27	
G1033	12,60	593,04	591,44	8614436,61		4498347,53	
G1034	19,13	593,15	591,43	8614432,18		4498366,14	
G1035	34,57	593,77	591,41	8614424,16		4498399,76	
G1036	16,66	594,25	591,40	8614420,30		4498415,97	
G1037	37,17	593,53	591,38	8614411,67		4498452,13	
G1038	13,00	593,27	591,37	8614408,66		4498464,77	
G1039	15,78	592,96	591,36	8614405,00		4498480,12	
G1040	63,05	591,71	590,11	8614390,38		4498541,45	
G1041	17,27	591,52	589,77	8614386,37		4498558,25	
G1042	3,90	591,48	589,81	8614385,47		4498562,04	
B166	3,35	591,44	589,83	8614384,69	8614384,69	4498565,30	4498565,30

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G1043	20,27	591,68	590,00	8614364,71		4498568,74	
G1044	29,36	591,99	590,25	8614335,78		4498573,72	
G1045	31,54	592,11	590,51	8614304,70		4498579,07	
G1046	15,48	592,25	590,64	8614289,44		4498581,70	
B167	29,85	592,53	590,89	8614260,02	8614260,02	4498586,76	4498586,76
G1047	36,35	593,12	591,19	8614224,27		4498593,33	
G1048	9,31	593,14	591,27	8614215,11		4498595,01	
G1049	24,49	593,25	591,47	8614191,03		4498599,44	
G1050	11,66	593,30	591,57	8614179,56		4498601,55	
G1060	20,85	593,52	591,74	8614159,05		4498605,32	
G1061	5,71	593,59	591,83	8614153,44		4498606,35	
G1062	22,48	594,02	592,15	8614131,33		4498610,41	
G1063	24,00	594,09	592,49	8614107,72		4498614,75	
G1064	15,32	594,50	592,71	8614092,65		4498617,52	
G1065	4,34	594,62	592,78	8614088,38		4498618,31	
G1066	32,57	595,02	593,25	8614056,35		4498624,19	
G1067	21,37	595,15	593,55	8614035,33		4498628,06	
G1068	23,71	595,72	593,75	8614012,01		4498632,34	
G1069	5,00	595,74	593,79	8614007,10		4498633,25	
G1070	13,00	595,79	593,90	8613994,31		4498635,60	
G1071	11,14	595,84	593,99	8613983,35		4498637,61	
G1072	22,79	595,78	594,18	8613960,94		4498641,73	
G1073	6,45	596,02	594,23	8613954,60		4498642,89	
B168	8,10	596,33	594,46	8613942,65	8613946,63	4498645,09	4498644,36
G1074	11,28	596,37	594,77	8613939,19		4498634,36	
PK228	22,24	596,98	595,38	8613932,36		4498613,19	
G1075	7,39	597,18	595,58	8613930,09		4498606,16	
G1076	10,61	597,47	595,59	8613926,83		4498596,06	
B169	4,54	597,60	595,59	8613916,90	8613925,43	4498565,30	4498591,74
G1077	5,13	597,90	595,59	8613912,42		4498567,80	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G1078	22,26	597,53	595,60	8613893,00		4498578,67	
G1079	31,65	597,71	595,61	8613865,37		4498594,12	
PK229	18,41	597,74	595,62	8613849,31		4498603,11	
G1080	12,51	597,75	595,62	8613838,39		4498609,22	
G1081	5,49	597,68	595,63	8613833,60		4498611,90	
G1082	24,34	597,36	595,64	8613812,36		4498623,78	
G1083	31,59	597,27	595,65	8613784,79		4498639,21	
G1084	22,80	597,26	595,66	8613764,89		4498650,34	
G1085	21,28	597,51	595,88	8613746,32		4498660,73	
G1086	15,11	597,70	596,03	8613733,13		4498668,10	
G1087	32,27	597,97	596,37	8613704,97		4498683,86	
G1088	33,41	597,86	596,26	8613675,81		4498700,17	
G1089	19,21	597,87	596,19	8613659,04		4498709,55	
G1090	6,79	597,87	596,17	8613653,12		4498712,86	
G1091	33,38	597,66	596,06	8613623,99		4498729,16	
G1092	28,96	597,76	595,97	8613598,71		4498743,30	
G1093	6,58	597,55	595,95	8613592,97		4498746,51	
PK232	6,29	597,34	595,57	8613587,48		4498749,58	
G1094	16,64	596,80	594,56	8613572,96		4498757,70	
G1095	23,93	594,85	593,11	8613552,08		4498769,39	
G1096	21,43	593,46	591,81	8613533,37		4498779,85	
G1097	11,83	592,69	591,09	8613523,05		4498785,63	
G1098	6,98	592,67	590,67	8613516,96		4498789,03	
G1099	10,26	592,64	591,04	8613508,00		4498794,04	
G1100	14,18	593,15	591,55	8613495,63		4498800,97	
G1101	12,75	593,82	592,01	8613484,50		4498807,19	
G1102	3,15	593,99	592,13	8613481,75		4498808,73	
G1103	23,21	594,79	592,97	8613461,50		4498820,06	
G1104	22,25	595,42	593,77	8613442,08		4498830,92	
G1105	33,62	597,15	594,99	8613412,74		4498847,34	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G1106	18,38	597,25	595,65	8613396,70		4498856,31	
B170	7,19	597,29	595,68	8613390,42	8613390,42	4498859,82	4498859,82
G1107	20,99	597,37	595,78	8613370,80		4498867,27	
G1108	30,45	597,51	595,91	8613342,33		4498878,09	
PK235	22,76	597,74	596,04	8613321,06		4498886,17	
G1109	5,15	597,79	596,07	8613316,24		4498888,00	
G1110	12,85	597,82	596,15	8613304,23		4498892,56	
G1111	22,20	597,87	596,27	8613283,48		4498900,44	
G1112	34,78	597,60	596,00	8613250,96		4498912,79	
PK236	25,01	597,42	595,80	8613227,58		4498921,67	
G1113	19,53	597,25	595,65	8613209,32		4498928,61	
B171	25,93	594,40	592,78	8613185,07	8613185,08	4498937,82	4498937,81
G1114	21,01	593,61	591,93	8613167,61		4498949,50	
G1115	21,36	594,33	591,93	8613149,85		4498961,37	
G1116	15,50	593,89	591,92	8613136,97		4498969,99	
G1117	2,65	593,52	591,92	8613134,76		4498971,47	
G1118	7,50	592,47	590,36	8613128,53		4498975,63	
G1119	4,52	591,34	589,42	8613124,77		4498978,15	
G1120	7,46	589,46	587,86	8613118,57		4498982,29	
G1121	5,78	589,51	587,78	8613113,77		4498985,51	
G1122	2,76	589,34	587,74	8613111,47		4498987,04	
G1123	11,28	590,97	589,07	8613102,10		4498993,31	
G1124	17,70	592,77	591,15	8613087,38		4499003,15	
G1125	18,74	594,95	593,35	8613071,81		4499013,57	
G1126	15,28	595,57	593,97	8613059,11		4499022,07	
G1127	7,99	595,48	593,88	8613052,46		4499026,51	
G1128	15,20	595,32	593,72	8613039,83		4499034,96	
G1129	43,51	592,55	590,95	8613003,66		4499059,15	
G1130	15,23	592,56	590,96	8612991,00		4499067,61	
G1131	20,50	594,28	592,68	8612991,00		4499079,01	

Knoten	Distance between stations [m]	Groundlevel [m]	Pipe Base Elevation (hüNN) [m]	east	Kontrolle east	north	Kontrolle north
G1132	18,55	594,81	593,21	8612958,54		4499089,32	
G1133	8,63	595,06	593,46	8612951,37		4499094,12	
G1134	18,63	595,18	593,47	8612935,89		4499104,48	
G1135	21,42	595,09	593,49	8612918,08		4499116,39	
G1136	23,42	594,74	592,97	8612898,61		4499129,41	
PK240	9,89	594,43	592,75	8612890,39		4499134,90	
G1137	10,34	594,12	592,52	8612881,80		4499140,65	
G1138	7,66	593,77	592,05	8612875,43		4499144,91	
G1139	12,06	593,21	591,32	8612865,41		4499151,62	
B172	35,54	590,77	589,15	8612835,84	8612835,86	4499171,39	4499171,37
G1140	5,39	590,77	589,12	8612830,56		4499172,46	
G1141	7,37	590,70	589,10	8612823,33		4499173,92	
G1142	6,77	591,06	589,46	8612816,70		4499175,27	
G1143	16,67	592,87	591,00	8612800,36		4499178,58	
B173	10,00	593,54	591,94	8612790,56	8612790,56	4499180,56	4499180,56
G1144	6,20	593,63	591,99	8612788,15		4499174,85	
B174	24,02	593,97	592,17	8612778,81	8612778,81	4499152,72	4499152,72
G1145	30,32	594,18	592,41	8612774,76		4499122,67	
G1146	17,63	594,15	592,55	8612772,40		4499105,20	
PK242	10,03	594,98	592,82	8612771,06		4499095,26	
G1147	17,43	596,41	593,28	8612768,73	8612768,73	4499077,99	4499077,99



## **ANNEX 2**

### **Berechnung des Druckverlaufs**





Node ID	Elevation m	Head m	Pressure m
Intake	1316,22	1322,55	0,00
Junc B1	1316,21	1322,52	6,32
Junc G1	1316,21	1322,49	6,29
Junc G2	1311,97	1322,41	10,44
Junc B2	1311,47	1322,41	10,94
Junc G3	1310,34	1322,40	12,06
Junc G4	1306,28	1322,38	16,10
Junc G5	1304,71	1322,37	17,66
Junc G6	1303,23	1322,35	19,12
Junc B3	1302,34	1322,34	20,00
Junc G7	1302,34	1322,34	20,00
Junc G8	1299,40	1322,32	22,92
Junc G9	1296,67	1322,30	25,63
Junc G10	1293,08	1322,27	29,19
Junc B4	1290,89	1322,25	31,36
Junc G11	1287,94	1322,24	34,30
Junc G12	1285,62	1322,23	36,61
Junc G13	1280,11	1322,20	42,09
Junc G14	1275,69	1322,17	46,48
Junc G15	1273,38	1322,16	48,78
Junc B5	1270,83	1322,15	51,32
Junc G16	1265,93	1322,12	56,19
Junc G17	1262,96	1322,11	59,15
Junc G18	1259,65	1322,09	62,44
Junc B6	1256,14	1322,07	65,93
Junc G19	1250,52	1322,04	71,52
Junc G20	1246,37	1322,01	75,64
Junc B7	1244,27	1322,00	77,73
Junc G21	1239,65	1321,97	82,32
Junc G22	1238,18	1321,96	83,78
Junc G23	1237,39	1321,95	84,56
Junc G24	1235,10	1321,93	86,83
Junc B8	1232,96	1321,91	88,95
Junc G25	1231,01	1321,89	90,88
Junc G26	1229,99	1321,88	91,89
Junc G27	1229,77	1321,87	92,10
Junc B9	1229,03	1321,84	92,81
Junc G28	1227,06	1321,77	94,71
Junc G29	1226,32	1321,75	95,43
Junc G30	1225,95	1321,74	95,79
Junc G31	1225,51	1321,72	96,21
Junc B10	1224,88	1321,70	96,82
Junc G32	1224,42	1321,68	97,26
Junc G33	1222,55	1321,67	99,12
Junc G34	1220,24	1321,65	101,41

Junc G35	1217,78	1321,63	103,85
Junc B11	1214,82	1321,60	106,78
Junc G36	1213,07	1321,59	108,52
Junc G37	1211,49	1321,58	110,09
Junc G38	1210,11	1321,56	111,45
Junc G39	1208,81	1321,55	112,74
Junc B12	1207,56	1321,54	113,98
Junc G40	1204,13	1321,52	117,39
Junc G41	1201,07	1321,50	120,43
Junc B13	1199,61	1321,49	121,88
Junc G42	1197,32	1321,47	124,15
Junc G43	1191,01	1321,44	130,43
Junc G44	1188,27	1321,42	133,15
Junc B14	1184,30	1321,39	137,09
Junc G45	1181,32	1321,37	140,05
Junc G46	1178,49	1321,36	142,87
Junc G47	1176,67	1321,35	144,68
Junc B15	1173,77	1321,33	147,56
Junc G48	1171,28	1321,32	150,04
Junc G49	1167,92	1321,30	153,38
Junc G50	1161,91	1321,26	159,35
Junc G51	1159,11	1321,24	162,13
Junc G52	1156,23	1321,21	164,98
Junc B16	1153,92	1321,18	167,26
Junc G53	1152,67	1321,15	168,48
Junc G54	1152,18	1321,14	168,96
Junc G55	1151,26	1321,12	169,86
Junc B17	1150,71	1321,10	170,39
Junc G56	1149,70	1321,08	171,38
Junc G57	1148,72	1321,05	172,33
Junc G58	1147,54	1321,02	173,48
Junc B18	1145,99	1320,98	174,99
Junc G59	1145,90	1320,98	175,08
Junc G60	1144,94	1320,97	176,03
Junc G61	1143,34	1320,96	177,62
Junc G62	1141,69	1320,95	179,26
Junc G63	1142,46	1320,94	178,48
Junc G64	1145,09	1320,92	175,83
Junc G65	1146,53	1320,89	174,36
Junc G66	1148,86	1320,84	171,98
Junc G67	1149,95	1320,82	170,87
Junc B19	1149,95	1320,81	170,86
Junc B20	1149,96	1320,80	170,84
Junc G68	1149,97	1320,74	170,77
Junc B21	1150,13	1320,68	170,55
Junc G69	1150,20	1320,65	170,45
Junc G70	1150,25	1320,63	170,38

Junc G71	1150,30	1320,62	170,32
Junc B22	1150,34	1320,60	170,26
Junc G72	1150,39	1320,58	170,19
Junc G73	1149,36	1320,55	171,19
Junc G74	1148,66	1320,53	171,87
Junc G75	1148,18	1320,51	172,33
Junc B23	1147,34	1320,48	173,14
Junc G76	1146,17	1320,45	174,28
Junc B24	1145,18	1320,41	175,23
Junc G77	1144,34	1320,38	176,04
Junc G78	1144,16	1320,37	176,21
Junc G79	1144,16	1320,36	176,20
Junc G80	1144,16	1320,34	176,18
Junc B25	1144,15	1320,32	176,17
Junc G81	1144,15	1320,32	176,17
Junc G82	1137,30	1320,31	183,01
Junc G83	1143,33	1320,27	176,94
Junc B26	1132,42	1320,25	187,83
Junc G84	1131,09	1320,25	189,16
Junc G85	1129,13	1320,23	191,10
Junc B27	1127,36	1320,22	192,86
Junc G86	1124,89	1320,21	195,32
Junc G87	1122,14	1320,19	198,05
Junc B28	1122,01	1320,19	198,18
Junc G88	1119,60	1320,16	200,56
Junc G89	1118,28	1320,14	201,86
Junc G90	1116,98	1320,12	203,14
Junc B29	1115,37	1320,10	204,73
Junc G91	1113,73	1320,08	206,35
Junc G92	1111,22	1320,05	208,83
Junc B30	1107,92	1320,01	212,09
Junc G93	1107,29	1320,00	212,71
Junc G94	1106,41	1319,96	213,55
Junc G95	1106,01	1319,94	213,93
Junc G96	1105,66	1319,92	214,26
Junc G97	1105,65	1319,88	214,23
Junc G98	1105,65	1319,86	214,21
Junc B31	1105,64	1319,85	214,21
Junc G99	1105,64	1319,82	214,18
Junc B32	1105,63	1319,79	214,16
Junc G100	1105,63	1319,79	214,16
Junc G101	1104,13	1319,77	215,64
Junc G102	1103,27	1319,76	216,49
Junc G103	1102,24	1319,74	217,50
Junc G104	1101,11	1319,72	218,61
Junc B33	1100,65	1319,71	219,06
Junc G105	1100,25	1319,70	219,45

Junc G106	1099,14	1319,69	220,55
Junc G107	1097,51	1319,67	222,16
Junc B34	1095,73	1319,65	223,92
Junc G108	1094,46	1319,64	225,18
Junc G109	1094,08	1319,63	225,55
Junc G110	1089,61	1319,50	229,89
Junc G111	1089,09	1319,49	230,40
Junc G112	1089,00	1319,48	230,48
Junc G113	1088,16	1319,44	231,28
Junc G114	1087,74	1319,43	231,69
Junc G115	1087,28	1319,41	232,13
Junc G116	1087,10	1319,40	232,30
Junc B35	1086,84	1319,39	232,55
Junc G117	1085,77	1319,36	233,59
Junc G118	1085,50	1319,35	233,85
Junc G119	1085,32	1319,34	234,02
Junc G120	1084,82	1319,32	234,50
Junc G121	1084,42	1319,30	234,88
Junc G122	1084,01	1319,28	235,27
Junc B36	1083,42	1319,26	235,84
Junc G123	1083,21	1319,25	236,04
Junc G124	1082,89	1319,24	236,35
Junc G125	1082,36	1319,21	236,85
Junc G126	1081,87	1319,19	237,32
Junc G127	1081,28	1319,17	237,89
Junc B37	1080,59	1319,13	238,54
Junc G128	1079,94	1319,10	239,16
Junc G129	1079,53	1319,08	239,55
Junc G130	1078,89	1319,04	240,15
Junc B38	1074,18	1318,84	244,66
Junc G131	1073,21	1318,80	245,59
Junc G132	1072,60	1318,77	246,17
Junc G133	1071,72	1318,74	247,02
Junc G134	1070,74	1318,70	247,96
Junc G135	1069,62	1318,65	249,03
Junc G136	1068,59	1318,61	250,02
Junc G137	1068,16	1318,59	250,43
Junc G138	1067,32	1318,54	251,22
Junc G139	1066,57	1318,50	251,93
Junc B39	1065,62	1318,44	252,82
Junc G140	1063,93	1318,34	254,41
Junc B40	1063,15	1318,30	255,15
Junc G141	1062,51	1318,26	255,75
Junc G142	1061,75	1318,21	256,46
Junc G143	1061,34	1318,18	256,84
Junc G144	1060,30	1318,12	257,82
Junc G145	1059,33	1318,05	258,72

Junc G146	1058,68	1318,01	259,33
Junc G147	1057,99	1317,96	259,97
Junc B41	1057,50	1317,93	260,43
Junc G148	1056,11	1317,84	261,73
Junc G149	1055,74	1317,82	262,08
Junc G150	1054,74	1317,77	263,03
Junc B42	1053,84	1317,72	263,88
Junc G151	1052,94	1317,67	264,73
Junc G152	1051,77	1317,61	265,84
Junc G153	1050,75	1317,55	266,80
Junc G154	1049,96	1317,51	267,55
Junc G155	1049,66	1317,49	267,83
Junc B43	1049,26	1317,45	268,19
Junc G156	1048,60	1317,40	268,80
Junc B44	1047,94	1317,34	269,40
Junc G157	1047,88	1317,34	269,46
Junc G158	1046,48	1317,30	270,82
Junc G159	1045,44	1317,27	271,83
Junc G160	1044,64	1317,25	272,61
Junc G161	1044,05	1317,23	273,18
Junc B45	1043,99	1317,23	273,24
Junc B46	1043,36	1317,20	273,84
Junc G162	1042,66	1317,17	274,51
Junc B47	1042,01	1317,14	275,13
Junc G163	1040,64	1317,09	276,45
Junc G164	1039,76	1317,03	277,27
Junc G165	1038,77	1316,97	278,20
Junc G166	1037,89	1316,92	279,03
Junc G167	1037,37	1316,90	279,53
Junc B48	1036,72	1316,87	280,15
Junc G168	1036,19	1316,84	280,65
Junc B49	1036,01	1316,84	280,83
Junc G169	1035,57	1316,81	281,24
Junc B50	1035,18	1316,80	281,62
Junc G170	1034,09	1316,75	282,66
Junc G171	1034,12	1316,74	282,62
Junc B51	1034,17	1316,73	282,56
Junc G172	1034,18	1316,73	282,55
Junc G173	1034,29	1316,71	282,42
Junc G174	1034,36	1316,70	282,34
Junc G175	1034,42	1316,69	282,27
Junc G176	1034,48	1316,68	282,20
Junc G177	1034,54	1316,67	282,13
Junc G178	1034,57	1316,67	282,10
Junc B52	1034,62	1316,66	282,04
Junc G179	1034,81	1316,63	281,81
Junc G180	1034,96	1316,60	281,64

Junc G181	1035,08	1316,58	281,50
Junc B53	1035,17	1316,56	281,39
Junc G182	1035,28	1316,54	281,26
Junc G183	1035,29	1316,53	281,24
Junc G184	1035,29	1316,52	281,23
Junc G185	1035,30	1316,50	281,20
Junc B54	1035,30	1316,48	281,18
Junc G186	1035,31	1316,44	281,13
Junc B55	1035,32	1316,43	281,11
Junc G186b	1035,65	1316,42	280,77
Junc G187	1036,06	1316,40	280,34
Junc B56	1036,22	1316,39	280,17
Junc G188	1037,04	1316,35	279,31
Junc G189	1037,31	1316,33	279,02
Junc B57	1037,97	1316,30	278,33
Junc G190	1038,25	1316,29	278,04
Junc G191	1039,63	1316,27	276,64
Junc G192	1040,40	1316,26	275,86
Junc G193	1040,82	1316,25	275,43
Junc B58	1041,97	1316,24	274,27
Junc G194	1044,97	1316,21	271,24
Junc G195	1046,78	1316,19	269,41
Junc B59	1048,14	1316,17	268,03
Junc G196	1050,37	1316,14	265,77
Junc B60	1051,73	1316,12	264,39
Junc G197	1053,62	1316,10	262,48
Junc G198	1054,64	1316,08	261,44
Junc B61	1054,77	1316,08	261,31
Junc G199	1055,31	1316,05	260,74
Junc G200	1055,81	1316,03	260,22
Junc G201	1056,46	1316,00	259,54
Junc B62	1056,96	1315,98	259,02
Junc G202	1057,21	1315,96	258,75
Junc G203	1057,03	1315,95	258,92
Junc G204	1056,74	1315,93	259,19
Junc G205	1056,20	1315,90	259,70
Junc G206	1055,80	1315,88	260,08
Junc G207	1055,58	1315,86	260,28
Junc G208	1055,35	1315,85	260,50
Junc G209	1055,91	1315,85	259,94
Junc B63	1057,18	1315,84	258,66
Junc G210	1061,63	1315,82	254,19
Junc G211	1074,70	1315,79	241,09
Junc B64	1087,77	1315,75	227,98
Junc G212	1090,57	1315,74	225,17
Junc G213	1096,49	1315,72	219,23
Junc B65	1103,61	1315,69	212,08

Junc G214	1110,98	1315,66	204,68
Junc B66	1112,88	1315,65	202,77
Junc G215	1115,28	1315,64	200,36
Junc G216	1118,44	1315,62	197,18
Junc G217	1121,95	1315,60	193,65
Junc G218	1126,88	1315,58	188,70
Junc B67	1130,90	1315,56	184,66
Junc B68	1131,36	1315,54	184,18
Junc G219	1131,93	1315,51	183,58
Junc G220	1132,32	1315,50	183,18
Junc G221	1133,34	1315,48	182,14
Junc G222	1135,44	1315,43	179,99
Junc G223	1137,74	1315,39	177,65
Junc G224	1139,45	1315,35	175,90
Junc G225	1140,55	1315,33	174,78
Junc G226	1141,32	1315,31	173,99
Junc G227	1142,25	1315,29	173,04
Junc B69	1144,18	1315,26	171,08
Junc G228	1145,68	1315,24	169,56
Junc G229	1146,19	1315,23	169,04
Junc G230	1147,09	1315,22	168,13
Junc G231	1149,20	1315,20	166,00
Junc G232	1150,42	1315,19	164,77
Junc G233	1151,95	1315,18	163,23
Junc G234	1153,15	1315,17	162,02
Junc G235	1153,64	1315,17	161,53
Junc B70	1154,11	1315,15	161,04
Junc G236	1154,43	1315,14	160,71
Junc G237	1152,83	1315,11	162,28
Junc G238	1152,78	1315,10	162,32
Junc B71	1152,72	1315,09	162,37
Junc G239	1152,68	1315,07	162,39
Junc G240	1153,34	1315,06	161,72
Junc B72	1154,43	1315,04	160,61
Junc G241	1156,33	1315,01	158,68
Junc G242	1156,70	1315,00	158,30
Junc B73	1157,12	1315,00	157,88
Junc G243	1160,55	1314,98	154,43
Junc G244	1161,61	1314,97	153,36
Junc G245	1163,23	1314,93	151,70
Junc B74	1161,96	1314,91	152,95
Junc G246	1158,20	1314,89	156,69
Junc G247	1155,98	1314,87	158,89
Junc G248	1155,96	1314,87	158,91
Junc G249	1155,61	1314,85	159,24
Junc G250	1155,50	1314,83	159,33
Junc G251	1155,40	1314,81	159,41

Junc B75	1155,37	1314,80	159,43
Junc G252	1155,27	1314,78	159,51
Junc G253	1155,18	1314,77	159,59
Junc G254	1155,11	1314,75	159,64
Junc G255	1155,00	1314,73	159,73
Junc G256	1155,32	1314,71	159,39
Junc B76	1155,56	1314,70	159,14
Junc G257	1155,88	1314,68	158,80
Junc G258	1156,24	1314,66	158,42
Junc B77	1156,47	1314,65	158,18
Junc G259	1156,81	1314,63	157,82
Junc G260	1156,91	1314,63	157,72
Junc G261	1156,83	1314,63	157,80
Junc G262	1156,07	1314,61	158,54
Junc G263	1154,38	1314,58	160,20
Junc G264	1153,13	1314,55	161,42
Junc G265	1152,45	1314,54	162,09
Junc G266	1151,40	1314,51	163,11
Junc G267	1150,21	1314,48	164,27
Junc G268	1148,82	1314,45	165,63
Junc G269	1148,12	1314,43	166,31
Junc G270	1146,97	1314,41	167,44
Junc G271	1146,91	1314,41	167,50
Junc G272	1146,81	1314,39	167,58
Junc G273	1146,70	1314,37	167,67
Junc G274	1146,64	1314,36	167,72
Junc G275	1146,60	1314,35	167,75
Junc G276	1146,16	1314,34	168,18
Junc B78	1145,58	1314,32	168,74
Junc G277	1145,39	1314,31	168,92
Junc G278	1145,14	1314,29	169,15
Junc G279	1144,88	1314,27	169,39
Junc G280	1144,84	1314,25	169,41
Junc G281	1144,80	1314,23	169,43
Junc G282	1144,92	1314,22	169,30
Junc G283	1145,12	1314,19	169,07
Junc G284	1145,21	1314,18	168,97
Junc G285	1145,41	1314,17	168,76
Junc G286	1145,89	1314,16	168,27
Junc G287	1146,83	1314,13	167,30
Junc G288	1147,30	1314,12	166,82
Junc G289	1148,55	1314,09	165,54
Junc G290	1148,67	1314,09	165,42
Junc G291	1149,04	1314,07	165,03
Junc G292	1149,29	1314,06	164,77
Junc G293	1149,73	1314,04	164,31
Junc G294	1149,38	1314,02	164,64



Junc B79	1149,23	1314,01	164,78
Junc G295	1148,74	1313,98	165,24
Junc G296	1148,42	1313,97	165,55
Junc G297	1148,34	1313,96	165,62
Junc G298	1146,33	1313,94	167,61
Junc G299	1143,15	1313,92	170,77
Junc G300	1139,23	1313,90	174,67
Junc G301	1134,32	1313,86	179,54
Junc B80	1131,88	1313,85	181,97
Junc G302	1130,58	1313,84	183,26
Junc G303	1130,14	1313,83	183,69
Junc G304	1129,21	1313,82	184,61
Junc G305	1127,85	1313,81	185,96
Junc G306	1127,52	1313,80	186,28
Junc B81	1128,04	1313,80	185,76
Junc G307	1129,42	1313,80	184,38
Junc G308	1135,78	1313,77	177,99
Junc G309	1138,06	1313,76	175,70
Junc G310	1141,28	1313,74	172,46
Junc G311	1142,21	1313,73	171,52
Junc G312	1146,00	1313,71	167,71
Junc G313	1146,17	1313,70	167,53
Junc G314	1146,41	1313,68	167,27
Junc G315	1148,64	1313,65	165,01
Junc G316	1149,73	1313,64	163,91
Junc G317	1151,40	1313,63	162,23
Junc B82	1153,34	1313,61	160,27
Junc G318	1152,57	1313,59	161,02
Junc G319	1152,04	1313,58	161,54
Junc G320	1151,53	1313,57	162,04
Junc G321	1151,11	1313,56	162,45
Junc G322	1150,48	1313,54	163,06
Junc G323	1150,29	1313,53	163,24
Junc B83	1149,87	1313,50	163,63
Junc G324	1149,64	1313,49	163,85
Junc G325	1148,69	1313,46	164,77
Junc G326	1147,98	1313,45	165,47
Junc G327	1147,18	1313,42	166,24
Junc G328	1146,30	1313,40	167,10
Junc G329	1145,67	1313,38	167,71
Junc G330	1144,85	1313,35	168,50
Junc G331	1144,74	1313,35	168,61
Junc G332	1144,56	1313,34	168,78
Junc G333	1144,29	1313,32	169,03
Junc G334	1143,86	1313,29	169,43
Junc G335	1143,99	1313,28	169,29
Junc G336	1144,22	1313,24	169,02

Junc B84	1144,42	1313,23	168,81
Junc G337	1144,64	1313,21	168,57
Junc G338	1144,83	1313,19	168,36
Junc G339	1144,85	1313,19	168,34
Junc G340	1144,98	1313,17	168,19
Junc G341	1145,34	1313,13	167,79
Junc G342	1146,13	1313,10	166,97
Junc G343	1147,35	1313,09	165,74
Junc G344	1147,63	1313,08	165,45
Junc B85	1147,66	1313,08	165,42
Junc G345	1147,74	1313,07	165,33
Junc G346	1147,77	1313,06	165,29
Junc G347	1147,84	1313,05	165,21
Junc G348	1148,14	1313,01	164,87
Junc G349	1148,40	1313,00	164,60
Junc G350	1150,17	1312,95	162,78
Junc G351	1150,23	1312,93	162,70
Junc B86	1150,30	1312,92	162,62
Junc G352	1149,59	1312,90	163,31
Junc G353	1148,55	1312,89	164,34
Junc G354	1147,26	1312,87	165,61
Junc G355	1145,31	1312,84	167,53
Junc G356	1143,44	1312,81	169,37
Junc G357	1142,13	1312,79	170,66
Junc G358	1141,33	1312,78	171,45
Junc G359	1138,50	1312,72	174,22
Junc G360	1137,42	1312,70	175,28
Junc G361	1134,64	1312,67	178,03
Junc G362	1131,85	1312,63	180,78
Junc G363	1129,16	1312,61	183,45
Junc G364	1123,53	1312,57	189,04
Junc G365	1121,56	1312,55	190,99
Junc G366	1119,52	1312,53	193,01
Junc G367	1119,47	1312,53	193,06
Junc G368	1119,29	1312,52	193,23
Junc G369	1119,45	1312,51	193,06
Junc G370	1119,70	1312,50	192,80
Junc B87	1119,91	1312,50	192,59
Junc G371	1120,01	1312,49	192,48
Junc G372	1120,58	1312,49	191,91
Junc G373	1126,57	1312,47	185,90
Junc G374	1129,87	1312,45	182,58
Junc G375	1135,94	1312,42	176,48
Junc G376	1138,77	1312,41	173,64
Junc G377	1140,69	1312,39	171,70
Junc G378	1141,83	1312,38	170,55
Junc G379	1143,36	1312,36	169,00

Junc G380	1144,84	1312,34	167,50
Junc B88	1146,08	1312,31	166,23
Junc G381	1146,65	1312,30	165,65
Junc G382	1147,49	1312,17	164,68
Junc G383	1147,63	1312,15	164,52
Junc G384	1148,17	1312,11	163,94
Junc G385	1148,59	1312,08	163,49
Junc G386	1149,88	1312,07	162,19
Junc G387	1149,40	1312,03	162,63
Junc G388	1149,56	1312,02	162,46
Junc G389	1149,61	1312,01	162,40
Junc G390	1149,67	1311,99	162,32
Junc G391	1149,89	1311,92	162,03
Junc G392	1149,50	1311,90	162,40
Junc G393	1149,23	1311,85	162,62
Junc G394	1149,20	1311,85	162,65
Junc G395	1149,20	1311,84	162,64
Junc G396	1149,19	1311,82	162,63
Junc G397	1149,19	1311,80	162,61
Junc G398	1149,18	1311,79	162,61
Junc G399	1148,39	1311,76	163,37
Junc G400	1147,51	1311,74	164,23
Junc G401	1144,96	1311,69	166,73
Junc G402	1143,88	1311,67	167,79
Junc G403	1143,04	1311,65	168,61
Junc G404	1142,55	1311,64	169,09
Junc G405	1141,40	1311,60	170,20
Junc B89	1140,22	1311,55	171,33
Junc B90	1139,01	1311,53	172,52
Junc G407	1138,03	1311,52	173,49
Junc G408	1136,01	1311,49	175,48
Junc G409	1134,86	1311,48	176,62
Junc G410	1133,26	1311,45	178,19
Junc G411	1131,30	1311,43	180,13
Junc G412	1130,67	1311,43	180,76
Junc G413	1130,39	1311,42	181,03
Junc G414	1129,98	1311,41	181,43
Junc G415	1128,42	1311,38	182,96
Junc G416	1127,79	1311,37	183,58
Junc G417	1127,66	1311,36	183,70
Junc G418	1127,15	1311,34	184,19
Junc G419	1126,70	1311,31	184,61
Junc G420	1126,58	1311,31	184,73
Junc B91	1126,51	1311,29	184,78
Junc B92	1126,46	1311,27	184,81
Junc G421	1126,36	1311,25	184,89
Junc G422	1126,21	1311,21	185,00

Junc G423	1126,20	1311,16	184,96
Junc B93	1126,20	1311,14	184,94
Junc G424	1126,20	1311,14	184,94
Junc G425	1126,19	1311,13	184,94
Junc G426	1123,01	1311,08	188,07
Junc G427	1121,44	1311,04	189,60
Junc G428	1119,80	1310,97	191,17
Junc G429	1119,45	1310,93	191,48
Junc G430	1118,15	1310,90	192,75
Junc G431	1117,27	1310,88	193,61
Junc G432	1113,10	1310,84	197,74
Junc G433	1106,64	1310,79	204,15
Junc G434	1105,75	1310,79	205,04
Junc G435	1105,66	1310,78	205,12
Junc G436	1105,59	1310,78	205,19
Junc G437	1105,06	1310,76	205,70
Junc G438	1104,67	1310,74	206,07
Junc G439	1104,36	1310,73	206,37
Junc G440	1104,56	1310,73	206,17
Junc B94	1108,09	1310,69	202,60
Junc G441	1109,57	1310,65	201,08
Junc G442	1110,21	1310,60	200,39
Junc G443	1111,20	1310,56	199,36
Junc G444	1112,73	1310,49	197,76
Junc G445	1113,51	1310,46	196,95
Junc B95	1114,05	1310,44	196,39
Junc G446	1114,86	1310,41	195,55
Junc G447	1115,02	1310,40	195,38
Junc G448	1114,42	1310,38	195,96
Junc G449	1112,86	1310,34	197,48
Junc G450	1111,11	1310,29	199,18
Junc G451	1110,02	1310,23	200,21
Junc G452	1109,48	1310,20	200,72
Junc G453	1109,22	1310,16	200,94
Junc G454	1108,78	1310,09	201,31
Junc G455	1108,61	1310,03	201,42
Junc G456	1107,49	1310,01	202,52
Junc B96	1106,97	1310,00	203,03
Junc G457	1105,11	1309,96	204,85
Junc G458	1099,71	1309,92	210,21
Junc G459	1093,86	1309,90	216,04
Junc G460	1089,09	1309,89	220,80
Junc G460a	1084,33	1309,88	225,55
Junc G460b	1084,17	1309,86	225,69
Junc G461	1095,72	1309,84	214,12
Junc G462	1103,00	1309,79	206,79
Junc G463	1104,75	1309,78	205,03

Junc G464	1107,44	1309,76	202,32
Junc B97	1108,66	1309,75	201,09
Junc G465	1114,77	1309,69	194,92
Junc G466	1115,10	1309,67	194,57
Junc G467	1115,88	1309,65	193,77
Junc G468	1117,22	1309,62	192,40
Junc G469	1119,72	1309,56	189,84
Junc G470	1120,72	1309,54	188,82
Junc G471	1120,95	1309,51	188,56
Junc G472	1121,29	1309,47	188,18
Junc G473	1121,60	1309,43	187,83
Junc G474	1122,19	1309,42	187,22
Junc G475	1124,77	1309,37	184,60
Junc G476	1126,70	1309,33	182,63
Junc G477	1128,59	1309,29	180,70
Junc G478	1129,20	1309,28	180,08
Junc B98	1129,50	1309,27	179,77
Junc G479	1129,91	1309,26	179,35
Junc G480	1130,76	1309,23	178,47
Junc B99	1131,20	1309,21	178,01
Junc G481	1131,58	1309,20	177,62
Junc G482	1130,96	1309,18	178,22
Junc G483	1130,30	1309,16	178,86
Junc G484	1128,88	1309,15	180,27
Junc G485	1128,19	1309,14	180,95
Junc G486	1126,31	1309,12	182,81
Junc G487	1124,50	1309,10	184,60
Junc G488	1123,16	1309,09	185,93
Junc G489	1122,03	1309,08	187,05
Junc G490	1121,62	1309,08	187,46
Junc G491	1121,36	1309,07	187,71
Junc G492	1121,17	1309,06	187,89
Junc G493	1121,06	1309,05	187,99
Junc G494	1120,90	1309,04	188,14
Junc G495	1120,83	1309,04	188,21
Junc G496	1119,29	1309,02	189,73
Junc G497	1117,91	1309,01	191,10
Junc G498	1116,02	1308,98	192,96
Junc G499	1114,79	1308,97	194,18
Junc G500	1113,64	1308,95	195,31
Junc G501	1113,44	1308,94	195,50
Junc G502	1111,97	1308,92	196,95
Junc G503	1111,79	1308,91	197,12
Junc G504	1111,72	1308,91	197,19
Junc G505	1111,47	1308,90	197,43
Junc G506	1111,24	1308,89	197,65
Junc B100	1109,99	1308,85	198,86

Junc G507	1109,57	1308,84	199,27
Junc G508	1109,29	1308,83	199,54
Junc G509	1109,13	1308,82	199,69
Junc G510	1107,89	1308,81	200,92
Junc G511	1107,06	1308,80	201,74
Junc G512	1105,49	1308,78	203,29
Junc G513	1104,60	1308,76	204,16
Junc G514	1103,92	1308,75	204,83
Junc G515	1103,68	1308,75	205,07
Junc G516	1101,93	1308,70	206,77
Junc G517	1101,76	1308,69	206,93
Junc B101	1101,53	1308,68	207,15
Junc G518	1101,27	1308,68	207,41
Junc G519	1101,12	1308,65	207,53
Junc G520	1100,99	1308,63	207,64
Junc G521	1100,46	1308,63	208,17
Junc G522	1099,13	1308,61	209,48
Junc G523	1097,77	1308,60	210,83
Junc G524	1096,50	1308,58	212,08
Junc G525	1094,59	1308,56	213,97
Junc G526	1092,90	1308,54	215,64
Junc G527	1091,11	1308,51	217,40
Junc G528	1090,95	1308,51	217,56
Junc G529	1090,04	1308,49	218,45
Junc G530	1088,74	1308,46	219,72
Junc G531	1088,03	1308,45	220,42
Junc G532	1087,67	1308,44	220,77
Junc B102	1087,23	1308,43	221,20
Junc G533	1086,37	1308,41	222,04
Junc G534	1085,40	1308,39	222,99
Junc G535	1083,61	1308,35	224,74
Junc G536	1080,66	1308,29	227,63
Junc G537	1078,25	1308,24	229,99
Junc G538	1076,97	1308,22	231,25
Junc G539	1075,50	1308,19	232,69
Junc G540	1073,82	1308,15	234,33
Junc G541	1073,31	1308,14	234,83
Junc G542	1071,79	1308,11	236,32
Junc G543	1070,92	1308,10	237,18
Junc G544	1060,97	1308,07	247,10
Junc G545	1072,29	1308,02	235,73
Junc G546	1074,85	1307,99	233,14
Junc B103	1076,61	1307,97	231,36
Junc G547	1077,87	1307,93	230,06
Junc G548	1080,35	1307,88	227,53
Junc G549	1081,48	1307,85	226,37
Junc B104	1082,10	1307,84	225,74

Junc G550	1082,75	1307,82	225,07
Junc G551	1081,69	1307,79	226,10
Junc G552	1080,11	1307,75	227,64
Junc G553	1078,43	1307,71	229,28
Junc B105	1076,73	1307,69	230,96
Junc G554	1075,46	1307,68	232,22
Junc G555	1075,06	1307,67	232,61
Junc G556	1072,83	1307,63	234,80
Junc G557	1071,50	1307,60	236,10
Junc G558	1065,76	1307,58	241,82
Junc G558b	1071,83	1307,55	235,72
Junc B106	1077,28	1307,52	230,24
Junc G559	1078,74	1307,50	228,76
Junc G560	1081,34	1307,48	226,14
Junc G561	1084,08	1307,45	223,37
Junc G562	1085,89	1307,43	221,54
Junc G563	1086,94	1307,41	220,47
Junc G564	1089,07	1307,38	218,31
Junc G565	1090,55	1307,35	216,80
Junc G566	1092,26	1307,33	215,07
Junc B107	1094,58	1307,29	212,71
Junc G567	1098,12	1307,25	209,13
Junc G568	1100,05	1307,22	207,17
Junc G569	1101,79	1307,20	205,41
Junc B108	1101,79	1307,19	205,40
Junc G570	1101,80	1307,17	205,37
Junc G571	1101,81	1307,13	205,32
Junc G572	1101,82	1307,10	205,28
Junc B109	1101,83	1307,07	205,24
Junc G573	1101,83	1307,05	205,22
Junc G574	1101,85	1306,99	205,14
Junc G575	1101,85	1306,97	205,12
Junc G576	1102,39	1306,96	204,57
Junc G577	1103,01	1306,94	203,93
Junc G578	1103,81	1306,91	203,10
Junc G579	1105,02	1306,88	201,86
Junc B110	1105,35	1306,87	201,52
Junc G580	1106,43	1306,83	200,40
Junc G581	1105,97	1306,81	200,84
Junc B111	1105,58	1306,79	201,21
Junc G582	1103,10	1306,75	203,65
Junc G583	1100,91	1306,70	205,79
Junc G584	1100,04	1306,65	206,61
Junc G585	1099,61	1306,62	207,01
Junc G586	1099,24	1306,60	207,36
Junc G587	1098,60	1306,57	207,97
Junc G588	1097,67	1306,52	208,85

Junc G589	1096,95	1306,48	209,53
Junc G590	1096,46	1306,46	210,00
Junc G591	1095,82	1306,42	210,60
Junc G592	1095,19	1306,39	211,20
Junc G593	1093,49	1306,36	212,87
Junc G594	1092,78	1306,35	213,57
Junc G595	1091,09	1306,31	215,22
Junc G596	1090,04	1306,29	216,25
Junc G597	1088,32	1306,26	217,94
Junc B112	1086,80	1306,23	219,43
Junc G598	1086,67	1306,20	219,53
Junc G599	1086,49	1306,16	219,67
Junc B113	1086,89	1306,15	219,26
Junc G600	1087,49	1306,13	218,64
Junc G601	1088,14	1306,10	217,96
Junc G602	1089,13	1306,07	216,94
Junc G603	1089,51	1306,05	216,54
Junc G604	1090,34	1306,01	215,67
Junc G605	1090,87	1305,99	215,12
Junc G606	1091,70	1305,95	214,25
Junc G607	1092,60	1305,91	213,31
Junc G608	1096,29	1305,78	209,49
Junc B114	1096,90	1305,76	208,86
Junc G609	1096,21	1305,74	209,53
Junc G610	1095,35	1305,71	210,36
Junc G611	1094,82	1305,70	210,88
Junc G612	1093,42	1305,65	212,23
Junc G613	1092,73	1305,62	212,89
Junc B115	1091,63	1305,60	213,97
Junc G614	1090,38	1305,58	215,20
Junc G615	1088,36	1305,55	217,19
Junc G616	1087,73	1305,54	217,81
Junc G617	1086,47	1305,52	219,05
Junc G618	1084,54	1305,49	220,95
Junc G619	1084,75	1305,46	220,71
Junc G620	1086,04	1305,44	219,40
Junc G621	1087,08	1305,42	218,34
Junc G622	1087,51	1305,42	217,91
Junc G623	1087,80	1305,41	217,61
Junc G624	1091,25	1305,38	214,13
Junc G625	1091,92	1305,35	213,43
Junc G626	1093,17	1305,30	212,13
Junc G627	1094,16	1305,26	211,10
Junc G628	1094,62	1305,25	210,63
Junc G629	1095,51	1305,22	209,71
Junc G630	1095,75	1305,22	209,47
Junc G631	1097,55	1305,17	207,62



Junc G632	1098,06	1305,15	207,09
Junc G633	1098,72	1305,13	206,41
Junc G634	1100,11	1305,09	204,98
Junc G635	1102,76	1305,02	202,26
Junc B116	1102,76	1305,01	202,25
Junc G636	1102,76	1305,00	202,24
Junc G637	1102,21	1106,76	4,55
Junc G638	1102,21	1106,75	4,54
Junc G639	1101,88	1106,73	4,85
Junc G640	1101,23	1106,70	5,47
Junc G641	1100,58	1106,66	6,08
Junc G642	1102,55	1106,63	4,08
Junc G643	1100,56	1106,59	6,03
Junc G644	1100,55	1106,57	6,02
Junc B117	1100,55	1106,55	6,00
Junc G645	1097,85	1106,53	8,68
Junc G646	1094,39	1106,50	12,11
Junc G647	1089,91	1106,46	16,55
Junc B118	1086,52	1106,44	19,92
Junc G648	1084,36	1106,42	22,06
Junc G649	1081,43	1106,40	24,97
Junc G650	1076,02	1106,37	30,35
Junc G651	1069,71	1106,34	36,63
Junc G652	1066,17	1106,32	40,15
Junc G653	1065,45	1106,31	40,86
Junc G654	1065,40	1106,31	40,91
Junc G655	1065,29	1106,30	41,01
Junc G656	1065,25	1106,30	41,05
Junc G657	1063,90	1106,29	42,39
Junc G658	1060,67	1106,28	45,61
Junc G659	1056,73	1106,25	49,52
Junc G660	1053,82	1106,23	52,41
Junc G661	1050,02	1106,21	56,19
Junc G662	1046,33	1106,19	59,86
Junc G663	1045,44	1106,18	60,74
Junc B119	1043,01	1106,15	63,14
Junc G664	1041,59	1106,13	64,54
Junc G665	1039,32	1106,11	66,79
Junc G666	1036,60	1106,08	69,48
Junc G667	1034,49	1106,05	71,56
Junc G668	1032,55	1106,03	73,48
Junc G669	1030,93	1106,01	75,08
Junc G670	1030,47	1106,00	75,53
Junc G671	1030,04	1105,99	75,95
Junc B120	1029,68	1105,99	76,31
Junc G672	1028,87	1105,97	77,10
Junc G673	1028,10	1105,95	77,85

Junc G674	1026,05	1105,94	79,89
Junc G675	1025,71	1105,92	80,21
Junc G676	1025,44	1105,91	80,47
Junc B121	1024,99	1105,89	80,90
Junc G677	1024,72	1105,88	81,16
Junc G678	1023,45	1105,87	82,42
Junc G679	1022,10	1105,86	83,76
Junc B122	1020,96	1105,85	84,89
Junc G680	1018,75	1105,82	87,07
Junc G681	1017,23	1105,81	88,58
Junc B123	1016,59	1105,81	89,22
Junc G682	1013,85	1105,79	91,94
Junc G683	1011,43	1105,76	94,33
Junc G684	1011,11	1105,74	94,63
Junc B124	1013,60	1105,71	92,11
Junc G685	1014,55	1105,70	91,15
Junc B125	1015,31	1105,67	90,36
Junc G686	1015,49	1105,67	90,18
Junc G687	1016,94	1105,65	88,71
Junc G688	1021,52	1105,63	84,11
Junc G689	1022,99	1105,61	82,62
Junc B126	1023,04	1105,60	82,56
Junc G690	1023,10	1105,58	82,48
Junc B127	1022,01	1105,54	83,53
Junc G691	1021,95	1105,54	83,59
Junc G692	1024,17	1105,51	81,34
Junc B128	1024,19	1105,50	81,31
Junc G693	1024,39	1105,42	81,03
Junc B129	1023,65	1105,40	81,75
Junc G694	1023,04	1105,39	82,35
Junc G695	1018,14	1105,33	87,19
Junc G696	1007,43	1105,28	97,85
Junc B130	1007,34	1105,27	97,93
Junc G697	1007,20	1105,26	98,06
Junc B131	1020,20	1105,19	84,99
Junc G698	1022,53	1105,14	82,61
Junc G699	1028,90	1105,07	76,17
Junc B132	1029,58	1105,07	75,49
Junc G700	1032,17	1105,04	72,87
Junc B133	1036,02	1105,00	68,98
Junc B134	1040,54	1104,96	64,42
Junc G701	1047,05	1104,90	57,85
Junc B135	1047,53	1104,87	57,34
Junc G702	1047,56	1104,87	57,31
Junc G703	1041,11	1104,82	63,71
Junc G704	1036,96	1104,72	67,76
Junc PK133	1031,45	1104,67	73,22

Junc G705	1027,93	1104,64	76,71
Junc G706	1022,70	1104,57	81,87
Junc B136	1021,31	1104,47	83,16
Junc G707	1021,07	1104,45	83,38
Junc B137	1015,62	1104,39	88,77
Junc G708	1009,42	1104,33	94,91
Junc B138	1008,84	1104,33	95,49
Junc G709	1006,86	1104,31	97,45
Junc G710	1003,07	1104,26	101,19
Junc G711	1000,87	1104,22	103,35
Junc G712	997,20	1104,18	106,98
Junc G713	986,78	1104,12	117,34
Junc G714	972,13	1104,02	131,89
Junc G715	969,62	1103,99	134,37
Junc G716	969,64	1103,96	134,32
Junc G717	978,51	1103,86	125,35
Junc B139	978,85	1103,84	124,99
Junc G718	979,76	1103,77	124,01
Junc G719	973,01	1103,70	130,69
Junc B140	972,45	1103,70	131,25
Junc G720	964,35	1103,59	139,24
Junc G721	963,90	1103,59	139,69
Junc G722	954,70	1103,52	148,82
Junc G723	950,08	1103,46	153,38
Junc G724	950,08	1103,42	153,34
Junc B141	955,77	1103,35	147,58
Junc G725	956,82	1103,34	146,52
Junc G726	956,82	1103,32	146,50
Junc G727	956,27	960,82	4,55
Junc B142	956,27	960,79	4,52
Junc G728	956,27	960,78	4,51
Junc B143	953,06	960,75	7,69
Junc G729	946,77	960,72	13,95
Junc G730	933,90	960,68	26,78
Junc G731	924,49	960,64	36,15
Junc G732	918,25	960,60	42,35
Junc G733	916,95	960,57	43,62
Junc G734	913,10	960,54	47,44
Junc B144	909,64	960,52	50,88
Junc G735	906,89	960,51	53,62
Junc G736	896,29	960,47	64,18
Junc G737	876,25	960,38	84,13
Junc B145	868,80	960,34	91,54
Junc G738	858,38	960,30	101,92
Junc G739	840,85	960,24	119,39
Junc B146	832,74	960,20	127,46
Junc G740	828,34	960,16	131,82

Junc G741	831,10	960,09	128,99
Junc B147	825,86	960,04	134,18
Junc B148	826,04	960,00	133,96
Junc G742	825,63	959,97	134,34
Junc G743	822,56	959,94	137,38
Junc G744	818,11	959,90	141,79
Junc G745	815,39	959,87	144,48
Junc G746	812,54	959,84	147,30
Junc G747	809,01	959,80	150,79
Junc G748	808,29	959,79	151,50
Junc G749	803,74	959,74	156,00
Junc G750	794,46	959,69	165,23
Junc G751	791,45	959,66	168,21
Junc G752	790,57	959,65	169,08
Junc G753	788,51	959,63	171,12
Junc G754	788,24	959,61	171,37
Junc G755	787,53	959,55	172,02
Junc G756	787,00	959,50	172,50
Junc G757	786,80	959,49	172,69
Junc G758	786,71	959,48	172,77
Junc G759	778,49	959,40	180,91
Junc G760	777,88	959,37	181,49
Junc G761	777,63	959,36	181,73
Junc G762	777,28	959,34	182,06
Junc G763	775,29	959,30	184,01
Junc G764	768,40	959,20	190,80
Junc G765	766,46	959,16	192,70
Junc G766	766,23	959,15	192,92
Junc G767	764,76	959,09	194,33
Junc G768	763,83	959,06	195,23
Junc G769	760,25	959,01	198,76
Junc G770	757,49	958,97	201,48
Junc G771	752,89	958,91	206,02
Junc G772	748,69	958,86	210,17
Junc G773	748,17	958,85	210,68
Junc G774	744,60	958,78	214,18
Junc G775	744,01	958,77	214,76
Junc G776	739,48	958,68	219,20
Junc G777	737,44	958,66	221,22
Junc G778	735,61	958,65	223,04
Junc G779	734,04	958,64	224,60
Junc G780	733,09	958,63	225,54
Junc G781	734,56	958,62	224,06
Junc G782	735,14	958,61	223,47
Junc G783	737,88	958,58	220,70
Junc G784	738,52	958,57	220,05
Junc G785	742,32	958,52	216,20

Junc G786	740,92	958,47	217,55
Junc B149	740,52	958,46	217,94
Junc G787	736,90	958,32	221,42
Junc B150	736,50	958,31	221,81
Junc G788	734,11	958,22	224,11
Junc G789	733,02	958,21	225,19
Junc G780b	730,43	958,18	227,75
Junc G781b	729,37	958,15	228,78
Junc G782b	728,89	958,10	229,21
Junc B151	726,37	958,03	231,66
Junc G783b	723,92	957,99	234,07
Junc G784b	717,33	957,88	240,55
Junc G785b	716,61	957,87	241,26
Junc B152	711,69	957,79	246,10
Junc G786b	711,24	957,78	246,54
Junc G787b	711,08	957,73	246,65
Junc B153	711,05	957,72	246,67
Junc G788b	710,99	957,70	246,71
Junc B154	706,57	957,61	251,04
Junc G789b	704,21	957,58	253,37
Junc G790	702,66	957,56	254,90
Junc G791	698,50	957,44	258,94
Junc G792	698,30	957,43	259,13
Junc G793	695,28	957,28	262,00
Junc G794	694,91	957,27	262,36
Junc G795	693,76	957,24	263,48
Junc B155	690,88	957,19	266,31
Junc B156	687,34	957,17	269,83
Junc G796	687,32	957,16	269,84
Junc G797	687,25	957,14	269,89
Junc G798	687,01	957,06	270,05
Junc G799	686,95	957,04	270,09
Junc G800	686,78	956,99	270,21
Junc G801	686,75	956,98	270,23
Junc G802	686,64	956,94	270,30
Junc G803	686,51	956,90	270,39
Junc G804	686,49	956,90	270,41
Junc G805	687,42	956,89	269,47
Junc G806	689,94	956,86	266,92
Junc G807	691,71	956,85	265,14
Junc G808	691,74	956,84	265,10
Junc G809	691,81	956,82	265,01
Junc G810	691,83	956,81	264,98
Junc G811	693,95	956,77	262,82
Junc G812	694,87	956,76	261,89
Junc G813	695,30	956,75	261,45
Junc G814	699,67	956,74	257,07

Junc G815	702,00	956,74	254,74
Junc G816	710,03	956,69	246,66
Junc G817	710,80	956,65	245,85
Junc B157	710,33	956,64	246,31
Junc G818	704,38	956,55	252,17
Junc B158	703,99	956,54	252,55
Junc G819	702,24	956,51	254,27
Junc G820	701,11	956,49	255,38
Junc G821	699,66	956,47	256,81
Junc G822	695,12	956,40	261,28
Junc G823	691,40	956,34	264,94
Junc G824	690,23	956,32	266,09
Junc G825	689,54	956,30	266,76
Junc G826	687,25	956,25	269,00
Junc B159	686,06	956,22	270,16
Junc G827	684,39	956,18	271,79
Junc B160	682,62	956,14	273,52
Junc G828	680,94	956,10	275,16
Junc B161	677,62	956,02	278,40
Junc G829	676,71	956,00	279,29
Junc G830	677,22	956,00	278,78
Junc G831	680,23	955,95	275,72
Junc G832	683,19	955,91	272,72
Junc PBT-3a	683,19	955,90	272,71
Junc PBT-3b	682,64	688,14	5,50
Junc G833	682,64	688,13	5,49
Junc G834	682,64	688,10	5,46
Junc G835	682,64	688,07	5,43
Junc G836	681,25	688,02	6,77
Junc G837	680,16	687,98	7,82
Junc G838	678,83	687,93	9,10
Junc G839	677,73	687,88	10,15
Junc G840	674,72	687,78	13,06
Junc G841	672,38	687,70	15,32
Junc G842	670,94	687,63	16,69
Junc G843	669,98	687,59	17,61
Junc G844	667,51	687,48	19,97
Junc G845	667,13	687,47	20,34
Junc G846	665,81	687,41	21,60
Junc G847	665,36	687,39	22,03
Junc G848	665,07	687,37	22,30
Junc G849	664,49	687,33	22,84
Junc G850	664,17	687,31	23,14
Junc G851	663,60	687,27	23,67
Junc G852	662,04	687,26	25,22
Junc G853	657,93	687,22	29,29
Junc G854	653,50	687,20	33,70

Junc G855	653,47	687,19	33,72
Junc G856	653,44	687,18	33,74
Junc G857	653,40	687,17	33,77
Junc G858	653,32	687,14	33,82
Junc G859	649,90	687,11	37,21
Junc G860	648,45	687,08	38,63
Junc G861	644,29	687,04	42,75
Junc G862	642,75	687,02	44,27
Junc G863	642,18	687,02	44,84
Junc G864	642,47	687,01	44,54
Junc G865	642,73	687,00	44,27
Junc G866	644,46	686,95	42,49
Junc G867	649,26	686,90	37,64
Junc G868	650,80	686,89	36,09
Junc G869	652,20	686,88	34,68
Junc G870	654,70	686,86	32,16
Junc G871	654,33	686,84	32,51
Junc G872	653,53	686,81	33,28
Junc G873	652,44	686,75	34,31
Junc G874	652,24	686,74	34,50
Junc G875	651,76	686,72	34,96
Junc B162	651,74	686,71	34,97
Junc G876	651,51	686,59	35,08
Junc B163	651,49	686,59	35,10
Junc G877	651,47	686,58	35,11
Junc G878	651,35	686,52	35,17
Junc G879	651,26	686,47	35,21
Junc G880	649,24	686,44	37,20
Junc G881	646,44	686,38	39,94
Junc G882	644,33	686,36	42,03
Junc G883	642,29	686,33	44,04
Junc G884	644,53	686,32	41,79
Junc G885	644,95	686,30	41,35
Junc G886	645,29	686,28	40,99
Junc G887	649,98	686,26	36,28
Junc G888	649,34	686,25	36,91
Junc G889	647,84	686,21	38,37
Junc G890	647,48	686,21	38,73
Junc G891	647,46	686,20	38,74
Junc G892	647,42	686,18	38,76
Junc G893	647,33	686,15	38,82
Junc G894	647,31	686,14	38,83
Junc G895	647,19	686,10	38,91
Junc G896	647,42	686,08	38,66
Junc G897	647,62	686,06	38,44
Junc G898	648,01	686,04	38,03
Junc G899	648,35	686,03	37,68

Junc G900	649,01	686,01	37,00
Junc G901	649,15	686,00	36,85
Junc G902	649,80	685,99	36,19
Junc G903	647,22	685,93	38,71
Junc G904	646,73	685,92	39,19
Junc G905	643,23	685,89	42,66
Junc G906	640,81	685,86	45,05
Junc G907	640,42	685,85	45,43
Junc G908	637,50	685,78	48,28
Junc G909	636,22	685,75	49,53
Junc G910	636,57	685,73	49,16
Junc G911	636,68	685,73	49,05
Junc G912	637,16	685,71	48,55
Junc G913	637,80	685,68	47,88
Junc G914	638,85	685,64	46,79
Junc G915	639,03	685,63	46,60
Junc G916	635,54	685,57	50,03
Junc G917	634,48	685,56	51,08
Junc G918	633,54	685,55	52,01
Junc G919	630,77	685,49	54,72
Junc G920	628,70	685,42	56,72
Junc G921	628,45	685,41	56,96
Junc G922	627,49	685,38	57,89
Junc G923	626,04	685,31	59,27
Junc G924	625,62	685,28	59,66
Junc G925	626,13	685,26	59,13
Junc G926	627,10	685,23	58,13
Junc G927	628,99	685,19	56,20
Junc G928	629,86	685,18	55,32
Junc G929	628,73	685,15	56,42
Junc G930	625,96	685,12	59,16
Junc G931	624,36	685,08	60,72
Junc G932	619,25	685,02	65,77
Junc G933	618,34	684,99	66,65
Junc G934	618,11	684,98	66,87
Junc G935	618,02	684,97	66,95
Junc G936	617,68	684,93	67,25
Junc G937	617,66	684,91	67,25
Junc G938	617,51	684,90	67,39
Junc G939	617,41	684,89	67,48
Junc G940	617,35	684,87	67,52
Junc G941	617,29	684,84	67,55
Junc G942	617,23	684,82	67,59
Junc G943	617,11	684,78	67,67
Junc G944	617,01	684,74	67,73
Junc G945	616,46	684,72	68,26
Junc G946	615,28	684,67	69,39



Junc G947	615,05	684,66	69,61
Junc G948	614,80	684,65	69,85
Junc G949	613,76	684,60	70,84
Junc G950	613,41	684,58	71,17
Junc G951	613,34	684,57	71,23
Junc G952	611,20	684,55	73,35
Junc G953	608,61	684,53	75,92
Junc G954	607,58	684,51	76,93
Junc G955	607,24	684,50	77,26
Junc G956	607,10	684,50	77,40
Junc G957	607,37	684,50	77,13
Junc G958	608,48	684,48	76,00
Junc G959	611,48	684,45	72,97
Junc G960	613,77	684,43	70,66
Junc G961	614,01	684,41	70,40
Junc G962	614,64	684,39	69,75
Junc G963	614,59	684,38	69,79
Junc G964	614,39	684,34	69,95
Junc G965	614,20	684,30	70,10
Junc G966	614,02	684,27	70,25
Junc G967	613,90	684,25	70,35
Junc G968	613,81	684,23	70,42
Junc G969	613,79	684,23	70,44
Junc G970	613,34	684,15	70,81
Junc G970b	612,59	684,09	71,50
Junc G971	611,66	684,08	72,42
Junc G972	609,69	684,06	74,37
Junc G973	608,63	684,04	75,41
Junc G974	606,86	684,02	77,16
Junc G975	604,70	683,99	79,29
Junc G976	601,27	683,94	82,67
Junc G977	600,33	683,93	83,60
Junc G978	599,04	683,90	84,86
Junc G979	598,27	683,88	85,61
Junc G980	597,45	683,86	86,41
Junc G981	597,10	683,85	86,75
Junc G982	596,85	683,84	86,99
Junc G983	594,91	683,80	88,89
Junc G984	594,43	683,79	89,36
Junc G985	594,58	683,79	89,21
Junc G986	594,96	683,77	88,81
Junc G987	596,04	683,73	87,69
Junc G988	596,62	683,73	87,11
Junc G989	603,70	683,68	79,98
Junc G990	604,85	683,64	78,79
Junc G991	605,81	683,60	77,79
Junc G992	607,54	683,54	76,00

Junc G993	607,97	683,53	75,56
Junc G994	607,87	683,51	75,64
Junc G995	607,75	683,49	75,74
Junc G996	607,60	683,46	75,86
Junc G997	606,89	683,34	76,45
Junc G998	606,68	683,31	76,63
Junc G999	606,02	683,20	77,17
Junc G1000	605,87	683,17	77,30
Junc G1001	605,60	683,12	77,52
Junc G1002	605,29	683,07	77,78
Junc G1003	605,16	683,05	77,89
Junc G1004	604,29	682,90	78,61
Junc G1005	603,54	682,77	79,23
Junc G1006	603,48	682,76	79,28
Junc G1007	603,43	682,75	79,32
Junc G1008	603,19	682,71	79,52
Junc G1009	602,02	682,60	80,58
Junc G1010	601,17	682,53	81,36
Junc G1011	600,41	682,46	82,05
Junc G1012	600,28	682,44	82,16
Junc G1013	598,97	682,32	83,35
Junc G1014	598,96	682,31	83,35
Junc G1015	598,92	682,20	83,28
Junc G1016	598,58	682,16	83,58
Junc G1017	597,40	682,03	84,63
Junc G1018	597,22	682,01	84,79
Junc G1019	596,52	681,94	85,42
Junc G1020	596,08	681,86	85,78
Junc G1021	595,46	681,76	86,30
Junc G1022	595,18	681,72	86,54
Junc G1023	594,78	681,65	86,87
Junc G1024	594,54	681,61	87,07
Junc G1025	594,51	681,61	87,10
Junc B164	594,43	681,59	87,16
Junc G1026	594,38	681,59	87,21
Junc G1027	592,24	681,57	89,33
Junc G1028	591,83	681,57	89,74
Junc G1029	591,79	681,55	89,76
Junc G1030	591,64	681,52	89,88
Junc B165	591,54	681,49	89,95
Junc G1031	591,51	681,48	89,97
Junc G1032	591,45	681,47	90,02
Junc G1033	591,44	681,45	90,01
Junc G1034	591,43	681,42	89,99
Junc G1035	591,41	681,37	89,96
Junc G1036	591,40	681,35	89,95
Junc G1037	591,38	681,29	89,91

Junc G1038	591,37	681,27	89,90
Junc G1039	591,36	681,25	89,89
Junc G1040	590,11	681,16	91,05
Junc G1041	589,77	681,13	91,36
Junc G1042	589,81	681,13	91,32
Junc B166	589,83	681,12	91,29
Junc G1043	590,00	681,09	91,09
Junc G1044	590,25	681,05	90,80
Junc G1045	590,51	681,00	90,49
Junc G1046	590,64	680,98	90,34
Junc B167	590,89	680,93	90,04
Junc G1047	591,19	680,88	89,69
Junc G1048	591,27	680,87	89,60
Junc G1049	591,47	680,83	89,36
Junc G1050	591,57	680,81	89,24
Junc G1060	591,74	680,78	89,04
Junc G1061	591,83	680,77	88,94
Junc G1062	592,15	680,74	88,59
Junc G1063	592,49	680,70	88,21
Junc G1064	592,71	680,68	87,97
Junc G1065	592,78	680,68	87,90
Junc G1066	593,25	680,63	87,38
Junc G1067	593,55	680,60	87,05
Junc G1068	593,75	680,56	86,81
Junc G1069	593,79	680,55	86,76
Junc G1070	593,90	680,53	86,63
Junc G1071	593,99	680,52	86,53
Junc G1072	594,18	680,48	86,30
Junc G1073	594,23	680,47	86,24
Junc B168	594,46	680,46	86,00
Junc G1074	594,77	680,44	85,67
Junc G1075	595,58	680,40	84,82
Junc G1076	595,59	680,38	84,79
Junc B169	595,59	680,33	84,74
Junc G1077	595,59	680,33	84,74
Junc G1078	595,60	680,29	84,69
Junc G1079	595,61	680,25	84,64
Junc G1080	595,62	680,20	84,58
Junc G1081	595,63	680,19	84,56
Junc G1082	595,64	680,16	84,52
Junc G1083	595,65	680,11	84,46
Junc G1084	595,66	680,08	84,42
Junc G1085	595,88	680,04	84,16
Junc G1086	596,03	680,02	83,99
Junc G1087	596,37	679,97	83,60
Junc G1088	596,26	679,92	83,66
Junc G1089	596,19	679,90	83,71

Junc G1090	596,17	679,89	83,72
Junc G1091	596,06	679,84	83,78
Junc G1092	595,97	679,79	83,82
Junc G1093	595,95	679,78	83,83
Junc G1094	594,56	679,75	85,19
Junc G1095	593,11	679,71	86,60
Junc G1096	591,81	679,68	87,87
Junc G1097	591,09	679,67	88,58
Junc G1098	590,67	679,66	88,99
Junc G1099	591,04	679,64	88,60
Junc G1100	591,55	679,62	88,07
Junc G1101	592,01	679,60	87,59
Junc G1102	592,13	679,60	87,47
Junc G1103	592,97	679,56	86,59
Junc G1104	593,77	679,53	85,76
Junc G1105	594,99	679,48	84,49
Junc G1106	595,65	679,45	83,80
Junc B170	595,68	679,44	83,76
Junc G1107	595,78	679,41	83,63
Junc G1108	595,91	679,36	83,45
Junc G1109	596,07	679,32	83,25
Junc G1110	596,15	679,30	83,15
Junc G1111	596,27	679,27	83,00
Junc G1112	596,00	679,22	83,22
Junc G1113	595,65	679,15	83,50
Junc B171	592,78	679,12	86,34
Junc G1114	591,93	679,09	87,16
Junc G1115	591,93	679,05	87,12
Junc G1116	591,92	679,03	87,11
Junc G1117	591,92	679,03	87,11
Junc G1118	590,36	679,02	88,66
Junc G1119	589,42	679,01	89,59
Junc G1120	587,86	679,00	91,14
Junc G1121	587,78	678,99	91,21
Junc G1122	587,74	678,99	91,25
Junc G1123	589,07	678,97	89,90
Junc G1124	591,15	678,94	87,79
Junc G1125	593,35	678,91	85,56
Junc G1126	593,97	678,89	84,92
Junc G1127	593,88	678,88	85,00
Junc G1128	593,72	678,86	85,14
Junc G1129	590,95	678,79	87,84
Junc G1130	590,96	678,77	87,81
Junc G1131	592,68	678,75	86,07
Junc G1132	593,21	678,70	85,49
Junc G1133	593,46	678,69	85,23
Junc G1134	593,47	678,66	85,19

Junc G1135	593,49	678,63	85,14
Junc G1136	592,97	678,60	85,63
Junc G1137	592,52	678,57	86,05
Junc G1138	592,05	678,56	86,51
Junc G1139	591,32	678,54	87,22
Junc B172	589,15	678,49	89,34
Junc G1140	589,12	678,48	89,36
Junc G1141	589,10	678,47	89,37
Junc G1142	589,46	678,46	89,00
Junc G1143	591,00	678,43	87,43
Junc B173	591,94	678,42	86,48
Junc G1144	591,99	678,41	86,42
Junc B174	592,17	678,37	86,20
Junc G1145	592,41	678,33	85,92
Junc G1146	592,55	678,30	85,75
Junc PK242	592,82	678,29	85,47
Resvr T2.1A	593,28	678,26	0,00



# EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

## Erklärung zur Abschlussarbeit gemäß § 23, Abs. 7 APB

Hiermit versichere ich, die vorliegende Abschlussarbeit ohne Hilfe Dritter nur mit den angegebenen Quellen und Hilfsmitteln angefertigt zu haben. Alle Stellen, die aus den Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht worden. Diese Arbeit hat in gleicher Form oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen

Darmstadt, den

---

---

Julian Mosbach